



“VALORIZACIÓN ENEL DISTRIBUCIÓN S.A.A.”

**Trabajo de Investigación presentado para optar al Grado Académico de Magíster
en Finanzas**

Presentado por:

Sr. Saul Percy Cardenas Olano

Sra. Katherine Yesenia Castilla Tapia

Sra. Marcela Esther Reyes Arrese

Asesor: Profesor Alfredo Aguilar Córdova

2019

El presente trabajo de investigación está dedicado a nuestras familias, quienes con su tiempo y amor han contribuido a lograr nuestros objetivos.

Resumen Ejecutivo

El objetivo del presente trabajo de investigación es realizar la valorización de Enel Distribución S.A.A al cierre del ejercicio 2018, con la finalidad que sirva de material de consulta para posibles inversionistas.

La empresa es concesionaria del servicio público de electricidad para la zona norte de Lima Metropolitana, la provincia constitucional del Callao y las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. Forma parte del Grupo Enel, de Italia, a través de la subsidiaria Enel Perú S.A.C., la cual posee el 83.15% de su capital social.

Se ha seleccionado esta empresa por encontrarse en una etapa de crecimiento - madurez, estando dentro de las principales distribuidoras de energía eléctrica de la capital peruana. La empresa coloca al cliente como eje principal de sus prácticas de innovación y desarrollo, lo cual se ve traducido en la calidad de su servicio: sus indicadores de frecuencia y tiempo de interrupción promedio por cliente son los segundos mejores del país. Además, se encuentra comprometida con la seguridad (alumbrado público) y electrificación masiva.

Para la valorización, se han utilizado los estados financieros auditados en soles de la empresa desde el 2014 al 2018, informes de valoración de empresas consultoras, entre otros.

Se escogió la metodología del Flujo de Caja Descontado (DCF¹), con una proyección a 10 años. Para descontar los flujos se utilizó el costo promedio ponderado del capital (WACC²) de 7.66%. Para el valor terminal se usó una tasa de crecimiento a perpetuidad, “g” de 2.5% (inflación de Perú proyectada), de acuerdo con las prácticas del mercado financiero. Este análisis se complementó con la metodología de valorización por descuento de dividendos y por múltiplos comparables.

Como resultado del método de DCF se obtuvo un valor por acción de Enel Distribución S.A.A. a nivel individual de S/6,85; 28,6% superior al precio de la acción al cierre del 2018 de S/5,33. Este resultado es similar al obtenido por el método de múltiplos que refleja un valor de S/6,46 y S/6,90 para los múltiplos P/E y EV/EBITDA, respectivamente. Además, se encuentra dentro del rango de los “precios objetivos” que ha calculado el mercado. Por estas consideraciones, se recomienda comprar la acción.

¹ Discounted cash Flow, por sus siglas en inglés.

² Weighted Average Cost of Capital, por sus siglas en inglés

Índice

Resumen Ejecutivo.....	iii
Índice de Tablas.....	vi
Índice de Gráficos	vii
Índice de Anexos.....	viii
Capítulo I. Descripción del Negocio	9
1. Historia de la empresa	9
2. Líneas de negocio y clientes.....	9
3. Zona de concesión.....	9
4. Accionistas, directores y organigrama	10
5. Ciclo de vida de la Empresa	1
6. Análisis de cadena de valor	2
Capítulo II. Análisis del Macroambiente	3
1. Análisis PESTEL.....	3
2. Análisis FODA.....	3
Capítulo III. Descripción y análisis de la industria	5
1. Descripción de la industria.....	5
2. Principales empresas de distribución del sector eléctrico peruano	5
3. Análisis de las cinco fuerzas de Porter.....	6
Capítulo IV. Posicionamiento competitivo y factores organizativos y sociales.....	7
1. Misión y Visión.....	7
2. Matriz Canvas	7
3. Ventajas Competitivas.....	7
4. Estrategia Empresarial.....	8
5. Factores organizativos y sociales	9
5.1 Gobierno Corporativo	9
5.2 Cultura Corporativa.....	9
5.3 Entorno y Responsabilidad Social.....	9
Capítulo V. Análisis Financiero.....	10
1. Rentabilidad	10
2. Liquidez.....	11
3. Gestión	11
4. Solvencia	12
5. Análisis de la generación de efectivo	12
6. Descripción de las políticas de la empresa.....	13
7. Características de la inversión.....	13
8. Análisis del financiamiento.....	14

9. Diagnóstico	15
Capítulo VI. Proyecciones y valorización.....	17
1. Supuestos de la proyección	17
2. Cálculo de la tasa de descuento: WACC.....	18
3. Métodos de Valorización	18
3.1 Método de valorización por Descuento de Flujo de Caja.....	18
3.2 Método de valorización por Múltiplos	19
3.3 Método de valorización por Descuentos de Dividendos	20
Capítulo VII. Análisis de Riesgos	21
1. Riesgos identificados.....	21
2. Análisis de Sensibilidad	22
Capítulo VIII. Resumen de la inversión	24
1. Resultados	24
2. Recomendación	25
Bibliografía.....	26
Anexos.....	29
Nota biográfica...	85

Índice de Tablas

Tabla 1. Directorio.....	10
Tabla 2. Características de las etapas del ciclo de vida	1
Tabla 3. Análisis PESTEL.....	3
Tabla 4. Cálculo del WACC - Enel Distribución	18
Tabla 5. Flujo de caja proyectado para la compañía 2019 - 2028 y normalizado	19
Tabla 6. Valorización Enel Distribución S.A.A	19
Tabla 7. Riesgos de Enel Distribución	21
Tabla 8. Sensibilidad del WACC y g	22
Tabla 9. Cálculos de beta alternativos	23
Tabla 10. "Precio objetivo" según mercado	24

Índice de Gráficos

Gráfico 1. Ingresos por tipo de cliente	9
Gráfico 2. Ciclo de vida - Enel Distribución	1
Gráfico 3. Cadena de valor	2
Gráfico 4. Análisis FODA - Enel Distribución	4
Gráfico 5. Estrategias Matriz EFE y EFI.....	4
Gráfico 6. Empresas Distribuidoras de Energía	5
Gráfico 7. Análisis de Porter tipo de clientes	6
Gráfico 8. Evolución del Margen EBITDA 2014 – 2018	10
Gráfico 9. Evolución del ROA y ROE	11
Gráfico 10. Evolución liquidez corriente	11
Gráfico 11. Comparativo evolución ciclo de conversión de efectivo.....	12
Gráfico 12. Tendencia comparativa de Deuda/EBITDA.....	12
Gráfico 13. Comparativo de evolución de flujo de caja operativo	13
Gráfico 14. Ingresos versus Adiciones de capital (miles de soles)	14
Gráfico 15. Evolución del Financiamiento por tipo de entidad (en miles de soles).....	14
Gráfico 16. Crecimiento de deudas a Largo plazo, ventas y activos 2014 - 2018	15
Gráfico 17. Mapa de riesgos Enel Distribución	22
Gráfico 18. Análisis de sensibilidad	23
Gráfico 19. Resumen de métodos de valoración al 31 de diciembre de 2018.....	24
Gráfico 20. Evolución del precio de la Acción de Enel Distribución (soles).....	25

Índice de Anexos

Anexo 1. Historia y estructura de la empresa.....	30
Anexo 2. Precios de la electricidad	31
Anexo 3. Zona de concesión	33
Anexo 4. Análisis PESTEL	34
Anexo 5. Análisis FODA - Matriz EFI y EFE	35
Anexo 6. Descripción de la industria.....	38
Anexo 7. Análisis cinco fuerzas de Porter por tipo de cliente.....	40
Anexo 8. Modelo Canvas	42
Anexo 9. Matriz de estrategias Enel Distribución.....	44
Anexo 10. Marco teórico para la selección de empresas comparables	45
Anexo 11. Ratios operativos y estructurales	47
Anexo 12. Supuestos para la proyección de los EEFF	53
Anexo 13. Proyecciones de Estado de Resultados, Estado de Situación Financiera, Estado de flujo de efectivo y flujo de caja libre	57
Anexo 14. Análisis de consistencia	60
Anexo 15. Marco teórico modelo CAPM.....	63
Anexo 16. Determinación del WACC	67
Anexo 17. Principales prácticas en el mercado empresarial/financiero: Valoración y CAPM.....	73
Anexo 18. Tasa de crecimiento a perpetuidad “g”	76
Anexo 19. Valorización por múltiplos	80
Anexo 20. Modelo de dividendos descontados	82
Anexo 21. Análisis de Montecarlo	84

Capítulo I. Descripción del Negocio

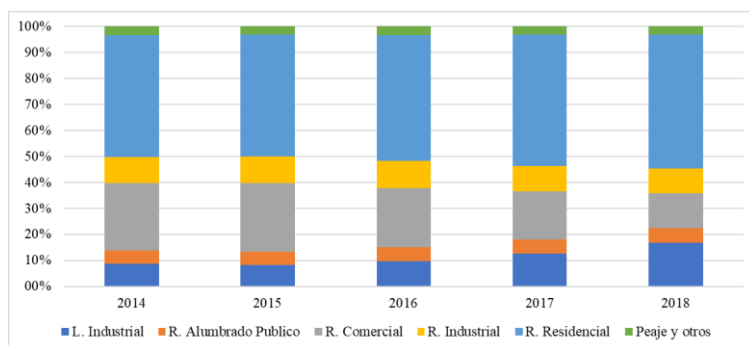
1. Historia de la empresa

Enel Distribución Perú S.A.A (en adelante Enel Distribución o la compañía) es la principal empresa concesionaria del servicio de distribución en el mercado del sistema eléctrico peruano, con una participación del 29% del total facturado en el periodo 2018. Nace producto de la fusión de Edelnor S.A. y EdeChancay S.A., creadas en 1994 y 1996, respectivamente. Hoy forma parte del Grupo Enel3, a través de Enel Perú S.A.C, la cual tiene el 83,15% de sus acciones (Ver Anexo 1) Es titular de dos concesiones definitivas de distribución y de transmisión de electricidad y una autorización para desarrollar actividades de generación, otorgadas por el Estado peruano, todas con plazo indefinido4, abarcando un área de 1.550 km2.

2. Líneas de negocio y clientes

En promedio el 98,5% del total de ingresos de la compañía son producto de los servicios de distribución de energía; el 1,5% restante lo componen otros ingresos operativos5. Los clientes del servicio de distribución se pueden dividir en: clientes libres (industriales), regulados (alumbrado público, residencial, industrial y comercial) y peaje, siendo el principal segmento el de clientes residenciales (ver Gráfico 1). Los clientes regulados pagan las tarifas establecidas por OSINERGMIN, mientras que los clientes libres pueden negociar sus tarifas (Anexo 2).

Gráfico 1. Ingresos por tipo de cliente



Fuente: Memoria Anual - Enel Distribución Perú 2014 – 2018
Elaboración propia (2019).

3. Zona de concesión

Enel Distribución abastece la zona norte de Lima Metropolitana, la provincia constitucional del Callao y las provincias de Huaura, Canta, Huaral, Barranca y Oyón, abarcando 52 distritos de

³ El Grupo Enel es una multinacional de energía y uno de los principales operadores integrados globales en los sectores de energía y gas. Asimismo, Enel Perú S.A.C. es una empresa constituida en el Perú, cuyo objeto social es realizar inversiones principalmente vinculadas a la generación, producción y comercialización de energía eléctrica

⁴ Memoria Anual 2018 – Enel Distribución Perú

⁵ Ingresos operativos: movimiento de redes, transferencia de clientes, comisiones de cobranza y venta de mercadería.

manera exclusiva y 5 distritos compartidos⁶ con la empresa Luz del Sur (en adelante LDS), distribuyendo energía a más de 1.4 millones de clientes (ver Anexo 3).

4. Accionistas, directores y organigrama

Enel Distribución tiene un capital social de S/ 638.593.900 representado por igual número de acciones comunes con un valor nominal de S/ 1,00 cada una; todas ellas gozan de los mismos derechos y obligaciones. Su Directorio está conformado por ocho miembros elegidos por un periodo de un año, de acuerdo con la Tabla 1.

Tabla 1. Directorio

Nombre	Cargo	Directorio Enel S.A.A - Diciembre 2018		Breve reseña
		Fecha de cargo	Formación	
José M. Revuelta	Presidente	Jun-18	-	20 años de experiencia en el Grupo Enel
Riccardo Lama	Vicepresidente	Mar-17	Ingeniero Electricista	Desde 1989 ha prestado servicios en distintas empresas del Grupo Enel
Francesco Bertoli	Director	-	Ingeniero Mecánico	14 años de experiencia en el Grupo Enel
Rafael E. Llosa	Director Independiente	-	Bachiller en Derecho y Ciencias Políticas	20 años de experiencia en el sector de Banca y Finanzas
Guillermo M. Lozada	Director	Mar-17	Ingeniero Industrial	CFO del Grupo Enel en Perú y el de Enel Generación Perú
Martín Pérez	Director Independiente	-	Ejecutivo Senior	25 años de experiencia en el sector privado en puestos de CEO y como miembro de Directorios
Carlos Solís	Director	Mar-15	Ingeniero Electricista	Ha prestado servicios en Enel Distribución Perú desde 1998
Patricia L. Teullet	Director Independiente	-	-	Directora de Asuntos Corporativos de la Consultora Newlink
María d.C. Soraya	Secretaria del Directorio	Jun-18	Abogada y Magister en Finanzas y Derecho	experiencia en asesoría legal y regulatoria empresarial, más de 20 años de servicios

Fuente: Memoria Anual - Enel Distribución Perú 2014 – 2018

Elaboración propia (2019).

La estructura organizacional tiene dentro de sus principales ejecutivos a Ricardo Lama, quien desde el 2017 ejerce el cargo de Gerente General, adicional a las funciones de director y vicepresidente del Directorio (ver Proyecciones y valorización

1. Supuestos de la proyección

Se ha realizado la proyección de estados financieros y flujo de caja libre por diez años, bajo el supuesto de continuidad del negocio de distribución de energía eléctrica. Los principales supuestos para la proyección se detallan en el Anexo 12. Las proyecciones del estado de resultados, estado de situación financiera, estado de flujo de efectivo y flujo de caja libre se muestran en el Anexo 13. Para validar los supuestos de proyección se ha realizado el análisis de consistencia que se muestra en el Anexo 14.

La proyección realizada muestra un CAGR de ventas de 5,5% (2019-2028) lo cual es consistente con el CAGR histórico de 5,7% (2014-2018), según detalle del Anexo 14. En el caso del EBIT 2014-2018 el promedio fue de 537.274 miles de soles presentando un CAGR de 5,9%. La proyección del costo de ventas tiene un CAGR de 5,4%, para los costos variables se ha tomado

⁶ Los 5 distritos compartidos son: Lima Cercado, San Isidro, Jesús María, La Victoria y el Agustino.

la relación costo/venta del último año (69,3%) y para el costo fijo, el promedio móvil de los últimos tres años

Las ventas se proyectaron desagregando el tipo de servicio, entre los cuales están: distribución de electricidad, peaje y otros. Asimismo, la distribución eléctrica, que representa el principal ingreso, se proyectó separando en dos variables: volumen de venta y precios.

La estimación de los volúmenes se desagregó de acuerdo con los tipos de clientes: regulados y libres. Estos se correlacionaron al PBI real histórico, considerando que el PBI refleja el crecimiento económico y este a su vez influye en el consumo eléctrico de la población. Para estimar los precios se diferenció de acuerdo con los tipos de clientes y a su vez los clientes regulados se desagregaron de acuerdo con los cuatro segmentos: residencial, comercial, industrial y alumbrado. Cada uno de ellos se relacionó con la inflación y la tasa de cambio USD/PEN. Para el caso de peaje y otros, los cuales representan alrededor del 5% de los ingresos totales, se realizó un promedio móvil de los últimos tres años, ya que no se comportan de acuerdo con un indicador específico.

Para la proyección del CAPEX, se analizó la relación que presenta el CAPEX histórico con el volumen de ventas (MWh). Dado que la proyección de ventas realizada indica que el mercado que atiende Enel seguirá incrementando el consumo eléctrico, se concluye que, la compañía deberá seguir invirtiendo para cubrir la demanda creciente y a su vez mantener la infraestructura asegurando la calidad y seguridad del suministro.

2. Cálculo de la tasa de descuento: WACC

Según Fernández , el WACC «es la tasa a la que debe descontar los flujos de caja libre, se calcula con el promedio ponderado del costo de la deuda (k_d) y la rentabilidad exigida de las acciones (k_e)».

Para el caso de Enel Distribución, el k_e se ha calculado con la metodología de CAPM, incluida una prima de riesgo país ya que la empresa se encuentra en un mercado emergente (ver Marco Teórico en el Anexo 15). El k_d se ha obtenido con el promedio ponderado del costo de deuda a valor de mercado.

El WACC calculado de la compañía es de 7,66%, conforme se observa en la Tabla 4 (ver Anexo 16).

Tabla 4. Cálculo del WACC - Enel Distribución

Parámetros	Valores
Deuda / (Deuda+Patrimonio)	30,5%
Patrimonio / (Deuda+Patrimonio)	69,5%
Tasa de Impuestos	32,8%
Costo de la deuda	5,71%
Costo de patrimonio	9,34%
WACC	7,66%

Elaboración propia (2019).

3. Métodos de Valorización

La valorización de Enel Distribución ha sido analizada utilizando tres métodos: i) Flujo de caja libre descontado (DCF); ii) Dividendos descontados (DDM), y iii) Valorización por múltiplos.

El método escogido para la recomendación de comprar, vender o mantener, es el DCF, puesto que tiene en consideración las principales variables que inciden en las proyecciones (económicas, financieras y operativas). Además, es uno de los métodos de valorización más utilizados en el mercado financiero (*practitioners* y empresas consultoras), conforme se detalla en el Anexo 17.

3.1 Método de valorización por Descuento de Flujo de Caja

Se realizó la valorización de Enel Distribución al 31 de diciembre de 2018, tomando en consideración los supuestos del Anexo 12 y el análisis financiero y estratégico en los capítulos anteriores, obteniéndose los flujos futuros de la compañía, conforme se observa en la Tabla 5.

Al traer a valor presente los flujos de caja proyectados con la tasa de descuento WACC de 7,66% se obtiene un *Enterprise Value* (EV) de S/5.772.687, al cual se le agrega el Efectivo y Equivalente de efectivo y se le disminuye la deuda a valor de mercado, obteniéndose un *Equity Value* (Eq. V) de S/4.376.825.

Para el valor terminal de S/8.467.448 se consideró una tasa de crecimiento a perpetuidad, g , de 2,5% que corresponde a la tasa de inflación de Perú, en concordancia con la práctica del mercado, conforme se explica en el Anexo 18. Asimismo, se realizó el cálculo del múltiplo de salida, obteniéndose un ratio de 6,42x que multiplicado por el EBITDA proyectado al 2028 resulta en un valor terminal de S/8.699.644, similar al de la proyección, por lo cual se considera apropiada la tasa de crecimiento a perpetuidad utilizada. El resumen de la valorización se muestra en la Tabla 6.

Tabla 5. Flujo de caja proyectado para la compañía 2019 - 2028 y normalizado

Proyección (en miles de soles)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Normalizado
Ingresos	3.179.845	3.290.661	3.517.656	3.721.091	3.927.949	4.147.425	4.382.515	4.629.382	4.891.101	5.168.631	5.168.631
EBIT	595.843	618.937	668.844	702.972	744.129	786.966	832.778	882.913	935.942	992.825	992.825
EBIT x (1-t)	400.616	416.143	449.698	472.645	500.316	529.118	559.919	593.628	629.282	667.527	667.527
+ Depreciación y amortización	189.096	206.631	224.532	242.841	261.571	280.734	300.345	320.417	340.964	362.002	232.533
- Capex	-453.657	-467.010	-481.090	-495.845	-511.060	-526.763	-542.965	-559.681	-576.929	-594.722	-497.504
- Incremento de KT	-78.571	-1.935	6.225	21.103	10.126	12.927	16.300	14.776	16.421	17.694	23.939
Free cashflow to the firm FCFE	57.483	153.829	199.365	240.743	260.952	296.016	333.599	369.139	409.738	452.501	426.494

Elaboración propia (2019)

Tabla 6. Valorización Enel Distribución S.A.A

Valorización Enel Distribución	Valor presente	%
VP Flujo de caja descontado (2019 - 2028)	1.726.032	30%
VP Valor Terminal	4.046.655	70%
Enterprise Value (miles de soles)	5.772.687	
Efectivo y Eq de Efectivo (2018)	100.631	
Deuda a valor de mercado (2018)	-1.496.494	
Equity Value (miles de soles)	4.376.825	
Número de acciones	638.563.900	
Valor por acción (soles)	6,85	
Precio por acción 31.12.18 (soles)	5,33	
Upside %	28,6%	

Elaboración propia (2019)

3.2 Método de valorización por Múltiplos

Según Fernández uno de los métodos utilizados para valorar empresas es el de múltiplos. Para la presente valorización se han utilizado los múltiplos: PER (P/E) y EV/EBITDA de las empresas comparables detalladas en el Anexo 10.

En las empresas comparables, la mediana del múltiplo P/E y EV/EBITDA es de 16,05x y 7,76x respectivamente. Con esta información, se halló el valor por acción de Enel Distribución, en el caso del P/E el valor obtenido es de S/6,46, mientras que para el EV/EBITDA es de S/6,90, valores muy similares al obtenido con el método del DCF de S/6,85. El detalle del presente análisis se presenta en el Anexo 19.

3.3 Método de valorización por Descuentos de Dividendos

De acuerdo con el CFA, el método de dividendos descontados (DDM por sus siglas en inglés), es aplicable cuando: i) la empresa tiene una política de dividendos clara y constante; ii) dicha política tiene relación congruente con la rentabilidad de la empresa; y iii) el inversor tiene una perspectiva de no control de la compañía.

En la misma línea, Damodaran señala que el modelo de Gordon (ver Anexo 20) calza mejor para empresas con una tasa de crecimiento comparable o menor que la tasa nominal de crecimiento de la economía y que además tienen bien establecida una política de pago de dividendos que intentan continuar en el futuro, ya que las empresas estables generalmente pagan dividendos sustanciales. Este modelo subestimaría el valor de las acciones en empresas que constantemente pagan menos de lo que pueden pagar y acumulan efectivo en el proceso, es decir cuando el *pay out ratio* es menor a 50%.

Del análisis de Enel Distribución se concluye que, si bien tienen una política de dividendos de hasta 65% de la utilidad, sin embargo, en los último cuatro años ha pagado solo el 40% de la utilidad neta, por tanto, al ser su *pay out ratio* menor al 50%, consideramos que no es consistente para realizar el cálculo con este modelo, de acuerdo con las consideraciones antes mencionadas.

Capítulo II. Análisis de Riesgos

1. Riesgos identificados

Del análisis de la compañía se han identificado los riesgos que se muestran en la Tabla 7.

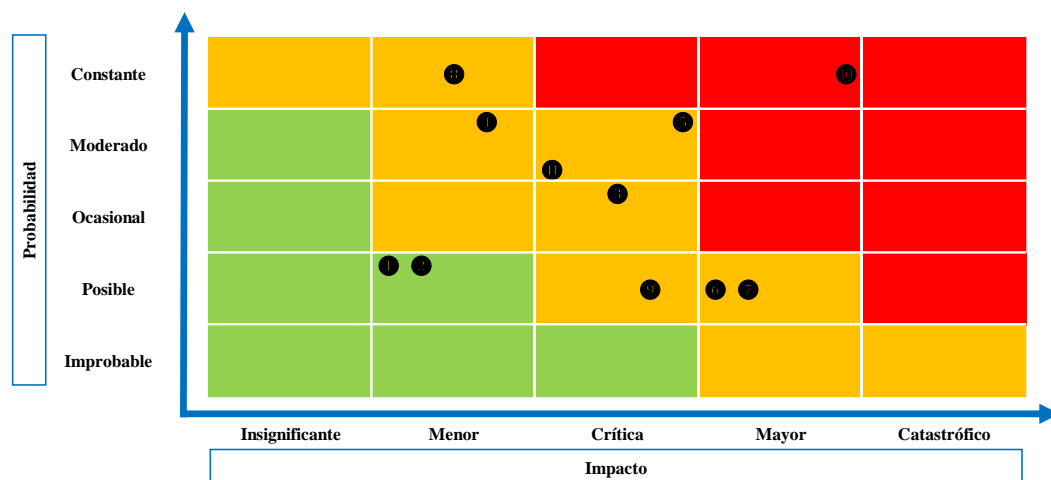
Tabla 7. Riesgos de Enel Distribución

Riesgo		Descripción
1	Riesgo de crédito	Se entiende que hay riesgo de crédito cuando un deudor incumple el pago de sus obligaciones. Esto ha sido mitigado por la compañía con la titulización de activos (cuentas por cobrar) hasta por un total de 900 millones de soles (año 2018).
2	Riesgo de liquidez	Considera la posibilidad de incumplir con las obligaciones de corto plazo. Para afrontar este riesgo, la compañía mantiene adecuados niveles de liquidez, cuenta con líneas de capital de trabajo aprobadas por los principales bancos; tienen un sistema de gestión financiera del circulante a través de préstamos de corto plazo con sus empresas relacionadas.
3	Cambios en las tarifas eléctricas	Ajustes de tarifas que pueden corresponder a criterios políticos y no técnicos (marco regulatorio con procesos tarifarios con tendencia a la baja para clientes residenciales y al alza para clientes libres).
4	Tasa de interés	Es el riesgo que se corre debido a las variaciones de las tasas de interés. Al cierre del 2018, la compañía mantenía una deuda financiera de 1.481.2 millones de soles (14% y 86%, deuda de corto y largo plazo, respectivamente). El 100% de la deuda tiene un tipo de interés fijo.
5	Migración de clientes libres	En el contexto actual los precios al cliente libre son casi el 50% de los precios del cliente regulado, por lo que aquellos que consumen entre 200Kw-2500Kw podrían migrar de ser regulados a clientes libres y esto representa un riesgo en los ingresos totales de Enel.
6	Desastres naturales	La compañía está expuesta a desastres naturales que pudieran darse y afectar la infraestructura, así como la economía del país. Para ello, cuenta con planes de contingencias, de gestión y programas de capacitación en desastres / emergencias y planes de recuperación / restauración.
7	Inestabilidad política	El país viene observando el enfrentamiento entre el Poder Ejecutivo y el Legislativo, lo cual se toma como un riesgo, pues a mediano y largo plazo no se sabe si habrá cambios de gobierno y por ende de políticas de estado.
8	Tipo de cambio	Enel Distribución adquiere la electricidad (principal costo del servicio) en dólares, por lo que una apreciación del tipo de cambio podría afectar a la compañía a nivel de clientes libres si es que pacta con ellos un precio fijo.
9	Patrimoniales	La compañía está expuesta a robos de activos fijos. Para ello, tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a los que están sujetos, incluyendo en la cobertura todas las posibles reclamaciones que se puedan presentar por el ejercicio de su actividad.
10	Crecimiento económico	El crecimiento económico del país puede verse afectado por factores internos o externos al país y esto a su vez afectar los ingresos de la compañía.
11	Pérdidas de energía	Enel Distribución está expuesta a pérdidas técnicas (se relacionan con la energía que se pierde en la transmisión y distribución de la energía eléctrica por el calentamiento natural de equipos y materiales eléctricos) y hurto. Para mitigar este riesgo, la compañía ejecuta proyectos de limpieza de líneas en MAT (220kV) y normalización de fugas a tierra en BT; así como ha instalado medidores totalizadores inteligentes.

Elaboración propia (2019)

Asimismo, en el Gráfico 17; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se muestra el mapa de riesgos de la compañía:

Gráfico 17. Mapa de riesgos Enel Distribución



Elaboración propia (2019)

2. Análisis de Sensibilidad

Se realizó el análisis de sensibilidad a la tasa de crecimiento “g” y la tasa de descuento (WACC), de acuerdo con los valores de la Tabla 8:

Tabla 8. Sensibilidad del WACC y g

	Alternativa	Detalle del cálculo	g					
			6,85	1,30%	1,90%	2,50%	3,05%	3,60%
wacc	Beta 1	Beta regresion 2 años mensual	7,22%	6,27	6,95	7,80	8,79	10,09
	Beta 2	Beta regresion 2 años semanal	7,33%	6,10	6,75	7,56	8,50	9,72
	Beta 3	Beta regresion 10 años diario	7,41%	5,98	6,60	7,38	8,28	9,44
	Beta 4	Beta regresion 10 años semanal	7,50%	5,84	6,44	7,19	8,05	9,15
	Beta 5	Beta regresion 2 años diario	7,54%	5,78	6,37	7,10	7,95	9,03
	Beta 6	Beta regresion 5 años semanal	7,54%	5,78	6,37	7,10	7,95	9,03
	Beta 7	Beta regresion 5 años diario	7,56%	5,75	6,33	7,06	7,90	8,96
	Beta 8	Beta regresion 10 años mensual	7,60%	5,69	6,26	6,98	7,79	8,84
	Beta Usado	Beta regresion 5 años mensual	7,66%	5,60	6,16	6,85	7,65	8,66
	MM	Modigliani & Miller	10,90%	2,58	2,76	2,97	3,19	3,44
	Gordon	Modelo Gordon	13,58%	1,32	1,41	1,51	1,61	1,72

Elaboración propia (2019)

Para la sensibilización del WACC se optó por generar nueve regresiones del beta (ocho adicionales a la utilizada), en función a diferentes periodos de data histórica, como se muestra en la Tabla 9. Asimismo, se estimó un WACC de acuerdo con la fórmula de Modigliani y Miller y otro bajo el modelo de Gordon. Para el “g” se ha tomado el valor mínimo de 1,3% y máximo de 3,6%.

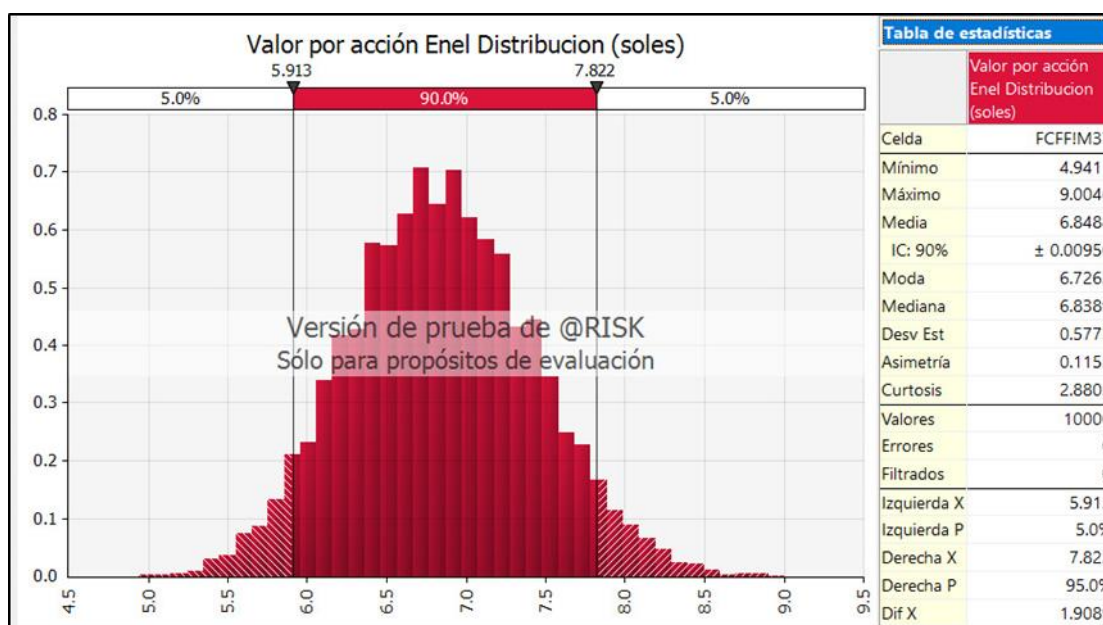
Tabla 9. Cálculos de beta alternativos

Denominación Beta por Comparables		Beta	WACC
Beta 1	Beta regresion 2 años mensual	0,39	7,22%
Beta 2	Beta regresion 2 años semanal	0,42	7,33%
Beta 3	Beta regresion 10 años diario	0,44	7,41%
Beta 4	Beta regresion 10 años semanal	0,46	7,50%
Beta 5	Beta regresion 2 años diario	0,47	7,54%
Beta 6	Beta regresion 5 años semanal	0,47	7,54%
Beta 7	Beta regresion 5 años diario	0,47	7,56%
Beta 8	Beta regresion 10 años mensual	0,48	7,60%
Beta Usado	Beta regresion 5 años mensual	0,49	7,66%
MM	Modigliani & Miller		10,90%
Gordon	Modelo Gordon		13,58%

Elaboración propia 2019

Para la simulación de Montecarlo se utilizó el programa @Risk, a través de la cual se obtuvo que con un nivel de confianza del 90%, el valor de la acción se encuentre entre S/5,91 y S/7,82, con un valor promedio de S/6,85 y mediana de S/6,84, conforme se observa en el Gráfico 18. El detalle de las variables consideradas se explica en el Anexo 21.

Gráfico 18. Análisis de sensibilidad



Elaboración propia (2019)

Los valores obtenidos en esta simulación se encuentran en relación con el valor fundamental obtenido por el método del DCF de S/6,85, por lo que se mantiene la recomendación de comprar.

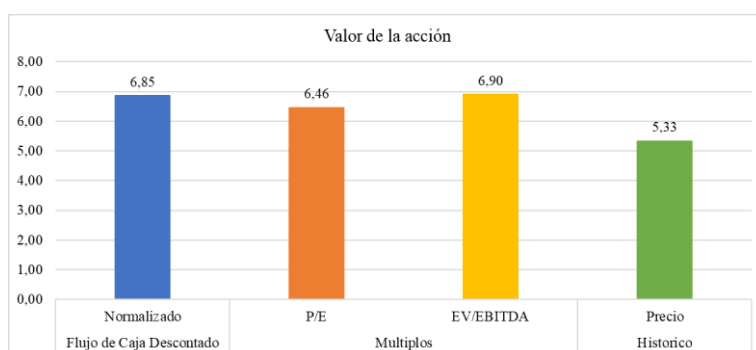
Capítulo III. Resumen de la inversión

1. Resultados

De acuerdo con el análisis estratégico, la compañía se encuentra en una situación estable de mercado y está enfocada en asegurar la sostenibilidad y calidad de sus servicios, atendiendo la demanda creciente. Asimismo, en función del análisis financiero operativo y estructural, se considera que, si Enel Distribución mantiene los niveles de inversión y eficiencia actuales, se logrará generar flujos futuros de manera estable y creciente.

Los resultados obtenidos luego de aplicar los métodos de valoración antes descritos arrojan los valores por acción que se muestran en el Gráfico 19. Cabe resaltar que el valor por acción calculado por el método del DCF se encuentra dentro del rango de los “precios objetivos” que ha calculado el mercado según la Tabla 10.

Gráfico 19. Resumen de métodos de valoración al 31 de diciembre de 2018



Elaboración propia (2019).

Tabla 10. "Precio objetivo" según mercado

Empresa	Analista	Recomendación	Precio objetivo (soles)	Fecha
Credicorp Capital	Luis Vicente	retener	6,85	1/08/2019
Kallpa Securities SAB (AGCO Partner)	Gonzalo Khalilieh	comprar	8,5	30/07/2019
Seminario SAB	Freccia Maldonado	retener	5,98	13/06/2019
Inteligo SAB	Paola Alva Aliaga	comprar	6,19	26/11/2018

Fuente: Bloomberg (2019)

Elaboración propia (2019).

Como referencia del análisis realizado previamente, en el

Gráfico 20 se muestra la tendencia del precio de la acción de Enel Distribución.

Gráfico 20. Evolución del precio de la Acción de Enel Distribución (soles)



Elaboración Propia (2019).

2. Recomendación

De acuerdo con las proyecciones realizadas, el costo de capital estimado y el crecimiento perpetuo “g” considerado, el valor de la acción resulta en S/6,85, presentando un *upside* de 28,6% respecto del precio de la acción al 31.12.2018, por lo que se recomienda comprar la acción.

Bibliografía

- Alejos, R. (29 de diciembre de 2018). *Actualidad Energetica*. Obtenido de Actualidad Energetica: <http://actualidadenergetica.blogspot.com/2008/12/precios-de-electricidad.html>
- Badenes, C. & Santos, J. M. (1999). Introducción a la valoración de empresas por el método de los múltiplos de compañías comparables. *IESE Universidad de Navarra*, págs. 1-24.
- Blanco, L. (2009). VALORACIÓN DE EMPRESAS POR DESCUENTO DE FLUJOS DE CAJA: PROYECCIÓN DE RATIOS Y ESTIMACIÓN DEL VALOR TERMINAL POR MÚLTIPLOS. *Revista Universo Contábil*, ISSN 1809-3337, pag. 127.
- Brenta, N. (2009). *Fundación Empresa Global - FEG*. Obtenido de Ciclo de Vida de Empresas Dinámicas en Argentina: http://www.feg.org.ar/Descargas/CicloVidaEmpDinamFinal%20Informe%20_Brenta_.pdf
- CFA Institute. (2015). En J. E. Pinto, E. Henry, T. R. Robinson, J. D. Stowe & S. E. Wilcox, *Equity Asset Valuation* (págs. 119 - 125). New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- CFA Institute. (2015). En J. E. Pinto, E. Henry, T. R. Robinson, J. D. Stowe & S. E. Wilcox, *Equity Asset Valuation* (págs. 91 - 95). New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- CFA Institute. (2015). Discounted Dividend Valuation. En J. Pinto, E. Henry, T. Robinson, J. Stowe & S. Wilcox, *Equity Asset Valuation* (págs. 244-276). New Jersey: John Wiley & Son, Inc., Hoboken.
- CFA Institute. (2015). Market - based valuation: price and Enterprise Value Multiples. En J. E. Pinto, E. Henry, T. R. Robinson, J. D. Stowe & S. E. Wilcox, *Equity Asset Valuation* (págs. 361 - 365). New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- CFA Institute. (2015). Return Concepts. En J. E. Pinto, E. Henry, T. R. Robinson, J. D. Stowe & S. E. Wilcox, *EQUITY ASSET VALUATION* (págs. 62 - 80). New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Damodaran, A. (2002). Dividend Discount Model. En A. Damodaran, *Investment Valuation Tools and Techniques for determining the value of any asset* (págs. 450 - 486). New York: John Wiley & Sons, Inc.
- Equilibrium. (2018). *Análisis del Sector Eléctrico Peruano: Generación*. Lima, Perú: Equilibrium Clasificadora de Riesgo.
- Fama, E. (Marzo de 1968). *Wiley Online Library*. Obtenido de <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/j.1540-6261.1968.tb02996.x>
- Fernández, P. (2008). *IESE Business School - Universidad de Navarra*. Obtenido de Métodos de valoración de empresas: <https://media.iese.edu/research/pdfs/DI-0771.pdf>
- Fernández, P. (2015). *Valoración de empresas y sentido común*. Madrid: IESE Business School.

- Fernández, P. (2015). *WACC: definición, interpretaciones equivocadas y errores*. Madrid: Universidad de Navarra - IESE Business School.
- Fornero, R. (Setiembre de 2014). *CAPM, CINCUENTA AÑOS DE UNA AVENTURA INTELECTUAL*. Obtenido de XXXIV Jornadas Nacionales de Administración Financiera:
http://www.economicas.unsa.edu.ar/afinan/informacion_general/sadaf/xxxiv_jornadas/xxiv-j-fornero-capm.pdf
- French, C. W. (2003). The Treynor Capital Asset Pricing Model. *Journal of Investment Managment; Vol. 1, N° 2.*, 60-72.
- Johnson, G., Scholes, K., & Whittington, R. (2006). *Dirección Estratégica*. Madrid: Pearson Prentice Hall.
- KPMG. (2017). *For all it's worth KPMG Valuation Practices Survey 2017*. Obtenido de KPMG.COM: <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/au/pdf/2017/valuation-practices-survey-2017.pdf>
- Lintner, J. (Diciembre de 1965). *SECURITY PRICES, RISK, AND MAXIMAL GAINS FROM DIVERSIFICATION*. Obtenido de <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1111/j.1540-6261.1965.tb02930.x>
- Lira, P. (8 de setiembre de 2019). *Gestión*. Obtenido de De regreso a lo básico 15/12/2011: <https://gestion.pe/blog/deregresoalobasico/2011/12/un-modelo-financiero-el-capm.html/?ref=gesr>
- Mongrut, S. (2006). *Centro de Investigación de la Universidad del Pacífico - DD/06/09*. Obtenido de Tasas de descuento en Latinoamérica : hechos y desafíos: <http://repositorio.up.edu.pe/bitstream/handle/11354/306/DD0609.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Mossin, J. (Octubre de 1966). Equilibrium in a Capital Asset Market. *Econometrica, Vol. 34, No. 4*, 768-783. Recuperado el 10 de setiembre de 2019, de https://pdfs.semanticscholar.org/eda6/46f4a2d46adf404790e94276ca254285ad01.pdf?_ga=2.98949210.519488839.1568555449-1252405810.1568555449
- Mukhlynina, L., & Nyborg, K. G. (Octubre de 2016). *The Choice of Valuation Techniques in Practice: Education versus Profession*. Obtenido de paper.ssrn.com: <file:///C:/Users/Marcela/Downloads/SSRN-id2784850.pdf>
- OSINERGMIN. (2018). *Tarifas y Mercado Electrico*. Lima: s/e.
- OSINERGMIN. (2 de agosto de 2019). Obtenido de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Participacion-Empresas-Mercado-Elctrico-2018.pdf
- Osterwalder, A. & Pigneur, Y. (2011). *GENERACION DE MODELOS DE NEGOCIO*. Barcelona: DEUSTO S.A. EDICIONES.

- Ponce, H. (2006). La matriz FODA: una alternativa para realizar diagnósticos y determinar estrategias de intervención en las organizaciones productivas y sociales. *Contribuciones a la Economía*, pags. 2-15.
- Porter, M. (1987). *Ventaja Competitiva: Creación y sostenimiento de un desempeño superior*. México DF: Grupo Editorial Patria S.A.
- Porter, M. (1989). *Ventaja Competitiva*. Madrid: Compañía ed. Continental.
- Porter, M. (2011). Las cinco fuerzas competitivas que modelan la estrategia. *Harvard Business Review*, pags. 23-41.
- Rojo Ramirez, A. (2012). *La importancia del valor residual en el valor final de las empresas*. Obtenido de <https://www.researchgate.net/publication/255982155>
- Sharpe, W. (setiembre de 1964). *Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk*. Obtenido de <http://efinance.org.cn/cn/fm/Capital%20Asset%20Prices%20A%20Theory%20of%20Market%20Equilibrium%20under%20Conditions%20of%20Risk.pdf>
- Stout. (Marzo de 2015). *The Stout Terminal Growth Rate Survey*. Obtenido de stout.com: <https://www.stout.com/en/insights/article/stout-terminal-growth-rate-survey>
- Tamayo, J., Salvador, J. & Vásquez, A. y. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Osinergmin. Lima, Perú: Gráfica Biblos S.A.
- Valueonshore Advisors. (2017). *Business Valuation Methodology Survey 2017*. Obtenido de Valueonshore.com: <http://www.valueonshore.com/wp-content/uploads/2017/09/Business-Valuations-Methodology-Survey-2017.pdf>
- Vélez-Pareja, I. & Tham, J. (2012). *Una introducción al costo de capital*. Obtenido de papers.ssrn.com: file:///C:/Users/Marcela/Downloads/SSRN-id1997065.pdf
- Vélez-Pareja, I., & Tham, J. (setiembre de 2019). *https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1992634*. Obtenido de MÁS ALLÁ DE LAS PROYECCIONES: EL VALOR TERMINAL: file:///C:/Users/Marcela/Downloads/SSRN-id1992634.pdf

Anexos

Anexo I).

3. Ciclo de vida de la Empresa

Según el CFA Institute (2015), el ciclo de vida de la empresa se determina de acuerdo al nivel y crecimiento de la demanda que varía a lo largo del tiempo, las 5 etapas de la empresa son: embrionaria, crecimiento, despegue, madurez y declive, como se detalla en la Tabla 2; sin embargo, diversos factor externos pueden afectar significativamente que alguna de las etapas no apliquen a una industria en particular..

Tabla 2. Características de las etapas del ciclo de vida

Embrionaria	Crecimiento	Madurez	Declive
Crecimiento Lento	Rápido incremento de la demanda	Poco o sin crecimiento	Crecimiento negativo
Altos Precios	Caída de precios	Industria consolidada	Exceso de capacidad
Importante Inversión	Mejora de la rentabilidad	Alta barrera de entrada	Alta competencia
Alto riesgo	Baja competencia		

Fuente: CFA

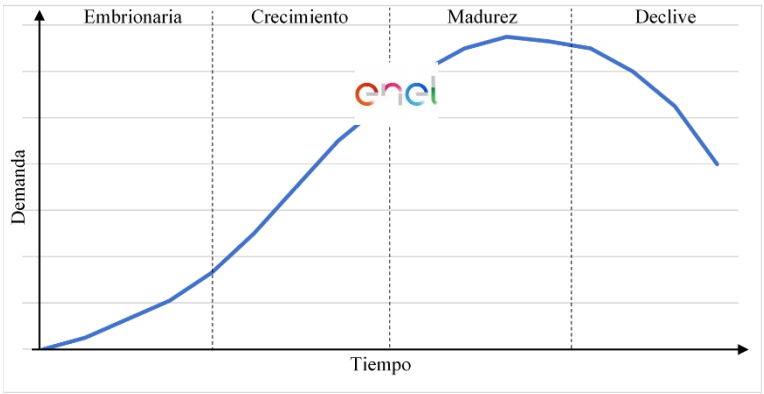
Elaboración propia (2019).

Enel Distribución se encuentra en una etapa de crecimiento entrando a la madurez, ya que cuenta con característica de ambas etapas, conforme se detalla a continuación (ver Gráfico 2):

- Etapa de crecimiento:
 - i. Caída de precios en el segmento de clientes libres.
 - ii. Nula competencia en el segmento de clientes regulados, dado que la empresa opera como monopolio natural.
- Etapa de madurez:
 - i. Industria consolidada: sector regulado y crecimiento similar al PBI, con un promedio en los últimos 5 años de 6,2% PBI nominal Perú y 7,8% de PBI nominal de electricidad y agua.

Altas barreras de entrada: debido al monopolio natural en clientes regulados, cuyos ingresos representan el 89% promedio de los últimos cinco años.

Gráfico 2. Ciclo de vida - Enel Distribución



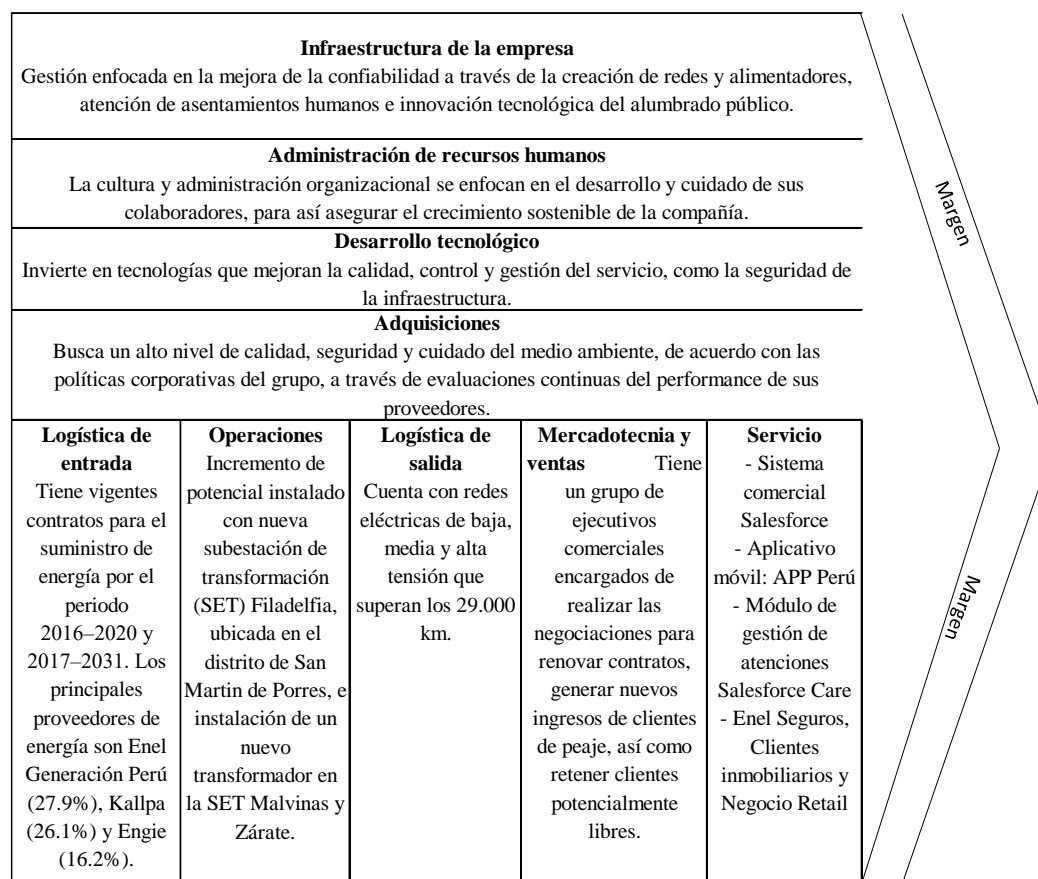
Fuente: CFA
Elaboración propia (2019).

4. Análisis de cadena de valor

Según Porter (1989), la cadena de valor permite determinar las actividades de la empresa para diseñar, fabricar, comercializar, entregar y apoyar su producto creando valor. Las divide en actividades primarias y secundarias.

Dentro de las actividades primarias de Enel Distribución destaca la compra de la energía eléctrica a las empresas generadoras, que para el 2018 ascendió a 7.533 GWh. La distribución se realiza a través de sus más de 29.000 km de redes eléctricas de alta, media y baja tensión. Para las actividades de apoyo, la compañía se enfoca en invertir en tecnología para la detección de hurto y digitalización orientada a la satisfacción al cliente, como se muestra en el Gráfico 3.

Gráfico 3. Cadena de valor



Fuente: Memorial Anual 2014-2018. Porter 1989
Elaboración propia (2019).

Capítulo IV. Análisis del Macroambiente

1. Análisis PESTEL

Según Johnson, Scholes y Whittington (2006), la herramienta PESTEL⁷ se utiliza para detallar como afectan las influencias del macroentorno a las organizaciones, éstas se clasifican en 6 categorías. En la **Tabla 3** se muestra un resumen del análisis PESTEL para Enel Distribución (ver Anexo 4).

Tabla 3. Análisis PESTEL

PESTEL	Descripción	Impacto	Clasificación
Político	Inestabilidad Política	Alto	Amenaza
	Corrupción	Bajo	Amenaza
Económico	Estimado PBI 3,4% para 2019 y 2020	Alto	Oportunidad
	Estimado PBI Electricidad y Agua es 4% para 2019 y 2020	Alto	Oportunidad
	Sobreoferta de Electricidad	Medio	Amenaza
	Mayor consumo per cápita en 5,7% de electricidad	Alto	Oportunidad
Social	Incremento de consumo de electricidad en 13%	Alto	Oportunidad
	Urbanización de la zona de concesión	Alto	Oportunidad
	Penetración de electricidad en Lima	Medio	Amenaza
Tecnológico	Importación de vehículos a electricidad	Bajo	Oportunidad
	Iluminación LED	Medio	Amenaza
Ecológico	Fuentes de Energías Renovables	Bajo	Amenaza
	Mayor regulación en aspectos ambientales	Bajo	Amenaza
Legal	Cambios en las tarifas eléctricas	Alto	Amenaza
	Nuevas normativas sobre la metodología de cálculo de las tarifas eléctricas	Alto	Amenaza
	Nuevas normativas sobre vehículos (autos, motos, bicicletas) eléctricos	Bajo	Oportunidad

Fuente: OSINERGMIN, MEM, INEI, BCRP, América Economía, Equilibrium, Diario Gestión. Elaboración propia (2019).

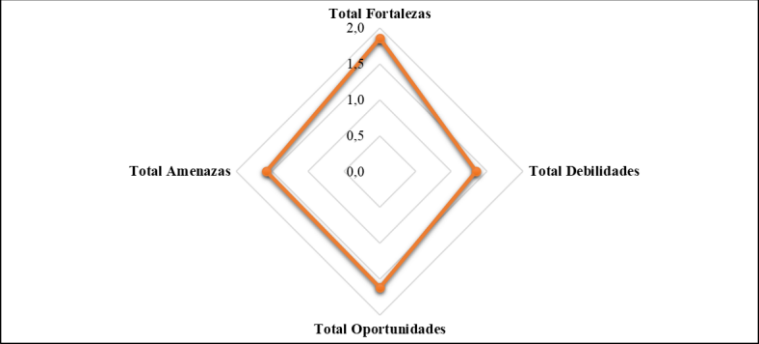
2. Análisis FODA

De acuerdo con Ponce (2006): «El análisis FODA consiste en realizar una evaluación de los factores fuertes y débiles que en su conjunto diagnostican la situación interna de una organización, así como su evaluación externa; es decir, las oportunidades y amenazas. Es una herramienta que permite obtener una perspectiva general de la situación estratégica de una organización determinada».

El análisis FODA de Enel Distribución muestra que sus fortalezas internas le son favorables con un peso ponderado de 1,86 contra 1,35 de sus debilidades. Para los factores externos, el análisis muestra que el entorno donde se desenvuelve la empresa es favorable ya que el peso ponderado de las oportunidades es de 1,61 superior a 1,58 de las amenazas del medio ambiente externo, conforme se observa en el Gráfico 4. Para determinar las estrategias que debe seguir la compañía se realizó la Matriz de Evaluación de Factores internos y externos, cuyo resumen se muestra en el Gráfico 5 (ver Anexo 5).

⁷ Siglas de Político, Económico, Socio – Cultural, Tecnológico, Ecológico y Legal

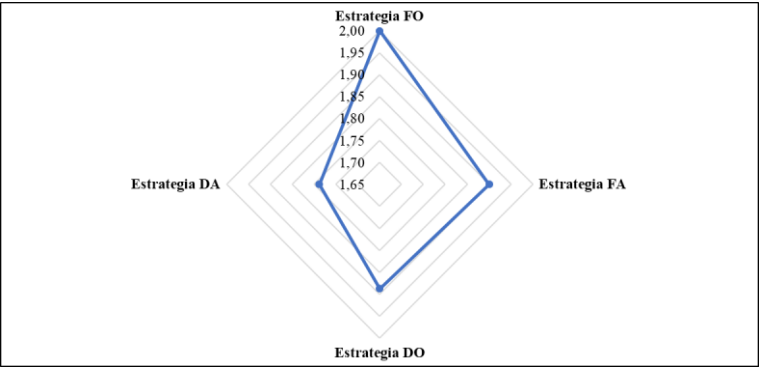
Gráfico 4. Análisis FODA - Enel Distribución



Fuente: Memorias Anuales 2014-2018
Elaboración propia (2019)

Factores	Peso Ponderado
Total Fortalezas	1,86
Total Debilidades	1,35
Total Oportunidades	1,62
Total Amenazas	1,59

Gráfico 5. Estrategias Matriz EFE y EFI



Fuente: Memorias Anuales 2014-2018
Elaboración propia (2019)

Estrategias	Peso Ponderado
Ofensiva: FO (Fortalezas - Oportunidades)	2,00
Reactiva: FA (Fortalezas - Amenazas)	1,90
Adaptativa: DO (Debilidades - Oportunidades)	1,89
Supervivencia: DA (Debilidades - Amenazas)	1,79

Capítulo V. Descripción y análisis de la industria

1. Descripción de la industria

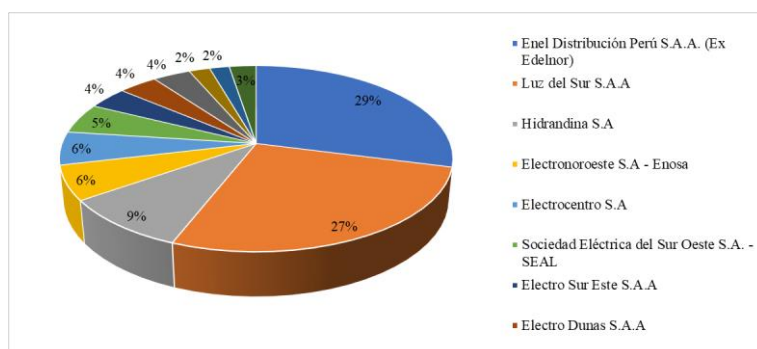
La industria de energía eléctrica en el Perú se encuentra compuesta por tres actividades: generación, transmisión y distribución. Los usuarios finales se clasifican en usuarios libres (esquema de precios libres) y regulados (compran a una empresa distribuidora determinada, la tarifa incluye: precio en barra, peajes, compensaciones de transmisión y el valor agregado de la distribución). Ver detalle en Anexo 6.

2. Principales empresas de distribución del sector eléctrico peruano

Las empresas distribuidoras reciben la energía de las generadoras o transmisoras y la entregan a los usuarios finales (libres o regulados) a través de las redes de media y baja tensión. Operan en un monopolio geográfico natural por las economías de escala y por limitarse a un área específica (Equilibrium, 2018).

En función a la facturación total de distribución de energía en el Perú al cierre del 2018, Enel Distribución Perú S.A.A. (Ex Edelnor) ha tenido una participación de mercado del 29%, seguida por LDS con 27%, proveyendo en conjunto más del 55% de la demanda (ver Gráfico 6). Si bien, ambas compañías no compiten directamente a nivel de clientes regulados, ya que abastecen zonas geográficas distintas, sí lo hacen a nivel de clientes libres.

Gráfico 6. Empresas Distribuidoras de Energía



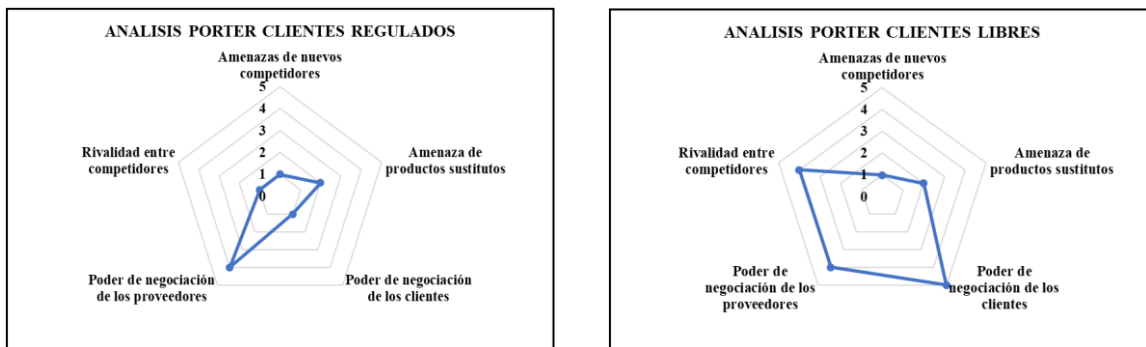
Fuente: OSINERGMIN (2019)
Elaboración propia (2019)

Las dos principales empresas de distribución no compiten directamente a nivel de clientes regulados, ya que proveen zonas geográficas distintas, mas no así a nivel de clientes libres que sí pueden optar por cualquiera de las empresas de distribución.

3. Análisis de las cinco fuerzas de Porter

Según Porter (2011), las cinco fuerzas competitivas conjuntamente determinan la intensidad competitiva, así como la rentabilidad de la empresa, lo que le permitirá establecer su estrategia dentro del sector. En el caso de Enel Distribución se ha considerado un análisis por tipo de cliente: Regulados y Libre, conforme se observa en el Gráfico 7 (ver Anexo 7).

Gráfico 7. Análisis de Porter tipo de clientes



Leyenda: 0: No representa; 1: Insignificante; 2: Baja; 3: Moderado; 4: Significativa; 5: Alta

Fuente: Memoria Anual 2018 – Enel Distribución Peru, INEI, OSINERGMIN, Informe Pacific Credit Rating, Informe Class y Asociados Clasificadora de Riesgo.

Elaboración propia (2019).

Capítulo VI. Posicionamiento competitivo y factores organizativos y sociales

1. Misión y Visión

La misión de Enel Distribución (antes Visión 2017) es: «Open Power desea abrir el acceso a la energía a un mayor número de personas, abrir el mundo de la energía a nuevas tecnologías, abrir la gestión de la energía a las personas, abrir la posibilidad de nuevos usos de la energía, abrirse a un mayor número de alianzas. Se trata de proyectos ambiciosos en los que trabajamos con el entusiasmo de quien desea cambiar el mundo. En concreto, nuestra misión es la siguiente: 1. Abrir el acceso a la energía a un mayor número de personas; 2. Abrir el mundo de la energía a nuevas tecnologías; 3. Abrirnos a nuevos métodos de gestionar la energía para las personas; 4. Abrirnos a la posibilidad de nuevos usos de la energía; 5. Abrirnos a nuevas alianzas». Esta misión no señala qué es lo que hace la empresa, el producto o servicio que brinda, ni cuáles son sus principales grupos de interés, es exactamente la misma que Enel Perú e incluso que su matriz en Italia.

En la Memoria Anual 2018, la compañía no menciona cuál es su visión. La única referencia que se ha podido encontrar es en su página web donde manifiestan: «La visión de Enel: nueva energía para una nueva era». Esta visión, no tiene un objetivo desafiante y medible, tampoco hace referencia al horizonte de tiempo que se plantea para lograrlos.

2. Matriz Canvas

De acuerdo con Osterwalder y Pigneur (2011), el método “Canvas” es una herramienta para analizar y comprender el modelo de negocio de una compañía. Se utilizan 9 módulos interrelacionados y que explican cómo opera la empresa para generar recursos.

Enel Distribución tiene como propuesta de valor «entregar energía a las familias y empresas peruanas, brindando un servicio eléctrico continuo, seguro y de calidad. Los clientes y consumidores son pobladores del área de concesión, así como clientes libres»; la empresa tiene como actividades clave el aseguramiento de calidad del servicio la red de distribución y la gestión de proveedores (ver Anexo 8).

3. Ventajas Competitivas

Porter (1987) define la ventaja competitiva como: «el valor que una empresa es capaz de crear para sus clientes, en forma de precios menores que los competidores para obtener beneficios equivalentes o por la provisión de productos diferenciados cuyos ingresos superan a los costes». Ésta se puede alcanzar a través de: i) Liderazgo en costos; ii) Diferenciación; iii) Enfoque o concentración (enfoque de costos o de diferenciación).

Debido a que Enel Distribución se desenvuelve principalmente en un mercado regulado, teniendo competencia únicamente en el mercado libre, la ventaja competitiva de la compañía está basada en un liderazgo en costos. En los últimos cinco años, la compañía ha mantenido un margen bruto estable (30%), ligeramente superior a LDS y por encima del *benchmark* (ver Anexo 11). Asimismo, es considerado un monopolio natural en la zona de concesión, debido a las barreras de entrada (altos costos de inversión y economías de escala).

4. Estrategia Empresarial

Enel Distribución tiene como estrategia fortalecer su negocio principal mejorando e incrementando la infraestructura de distribución para asegurar la rentabilidad sostenible y respaldar su creciente base de clientes. Para ello, en el 2018 invirtió más de S/ 465 millones, principalmente en la ampliación de subestaciones y líneas de transmisión y en el refuerzo de las redes de media y baja tensión.

Liderazgo en costos: a través de la rigurosa ejecución del plan de mantenimiento de conexiones para detectar a tiempo las que se encuentran en mal estado. Contrastes por la NTCSE⁸, para garantizar el adecuado registro de la medición de consumo de energía y evitar medidores que se encuentren fuera del margen de precisión. Además de ejecutar al 96% el programa anual de mantenimiento en las instalaciones y líneas de transmisión.

Tecnología: Enel Distribución ha realizado la digitalización de la red de media tensión aérea de toda su concesión con el sistema LIDAR⁹, que le permite recolectar datos actualizados y geo referenciados de los elementos de la red como postes y redes MT que sirven para actualizar la información sobre sus activos. Asimismo, ha invertido en alumbrado público LED, con lo cual gestiona de manera eficiente las labores de mantenimiento mediante la identificación oportuna y precisa de los desperfectos y el estado de las luminarias en tiempo real, así como en medidores smart, totalizadores smart en subestaciones de distribución, que le permitirá reducir las pérdidas de energía. En el Anexo 9 se detalla una matriz con las estrategias de la compañía (implementadas, en proceso y propuestas).

⁸ Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

⁹ Light Imaging, Detection, and Ranging, por sus siglas en inglés

5. Factores organizativos y sociales

5.1 Gobierno Corporativo

Enel Distribución alinea sus prácticas a estándares internacionales tales como contar con: código de ética, política de dividendos, de derechos humanos y de sistema de gestión integrado. Desde el 2005, la empresa informa al mercado de valores sobre el cumplimiento de los principios del buen gobierno corporativo para sociedades peruanas; sin embargo, en el resultado de sus dos últimos reportes se observa 47% de respuestas afirmativas y 53% negativas, lo que refleja que no cumple al 100% con dichos principios.

5.2 Cultura Corporativa

La compañía declara como parte los valores de su cultura: responsabilidad, innovación, confianza y proactividad, los cuales guía la labor de los trabajadores.

5.3 Entorno y Responsabilidad Social

Enel Distribución busca el crecimiento sostenible y crear valor compartido con la comunidad y el entorno a través de programas basados en 4 de los 17 objetivos de desarrollo sostenible de la ONU: educación de calidad, energía asequible y no contaminante, trabajo decente y crecimiento económico, y acción por el clima. Esto lo logra a través de, entre otros: i) Reporte de sostenibilidad según estándares GRI¹⁰, el cual es exigido a sus proveedores; ii) Programa Reciclatec; iii) Sistema de orquestas infantiles y juveniles; iv) Iluminación de losas deportivas en asentamientos humanos; v) Apoyo al instituyo de formación de técnicos eléctricos industriales; entre otros.

La compañía también cuenta con la certificación del Sistema Integrado de Gestión que asegura un marco de operaciones sólido, cumpliendo con estándares internaciones bajo las normas: ISO 9001(Calidad), ISO 14001 (Medio ambiente), OHSAS 18001 (Seguridad y Salud Ocupacional) y ISO 50001 (Eficiencia energética).

¹⁰ Global Reporting Initiative, por sus siglas en inglés

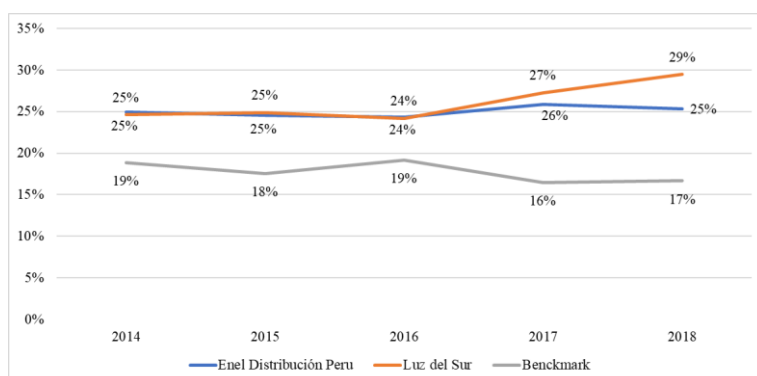
Capítulo VII. Análisis Financiero

Con la finalidad de conocer el comportamiento financiero de Enel Distribución, se han analizado sus ratios financieros para el periodo 2014 – 2018, comparadas con LDS y el *benchmark*, según el marco teórico para la selección de empresas comparables descrito en el Anexo 10.

1. Rentabilidad

Las ventas de Enel Distribución han registrado un CAGR de 5,7%, ligeramente superior al alcanzado por LDS de 5,4%, a diferencia del *benchmark* que ha tenido una importante caída en ventas al cierre del 2018, principalmente por las brasileras que tuvieron menores ingresos por la crisis económica sufrida. Este crecimiento fue acompañado por un margen bruto promedio del 30,1%, muy similar al de LDS (29,5%) y por encima del 22,9% del *benchmark* (ver Anexo 11). El margen EBITDA^[1], durante el mismo periodo, ha sido en promedio de 25%, 1% menos que LDS, y 7% mayor que el *benchmark*, conforme se observa en el **Gráfico 8**.

Gráfico 8. Evolución del Margen EBITDA 2014 – 2018

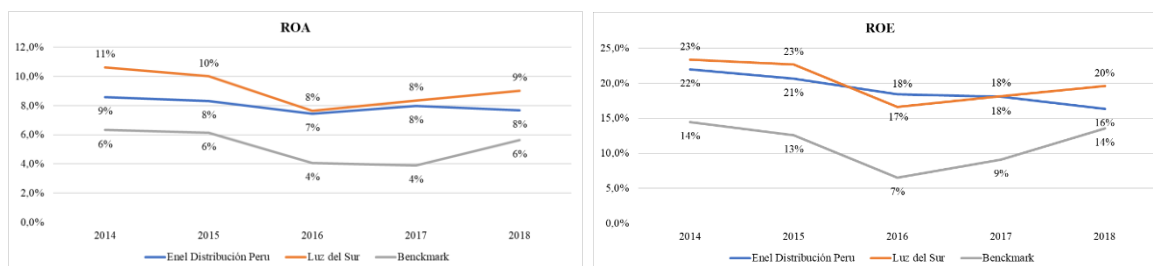


Fuente: Estados Financieros Auditados Enel Distribución, LDS y *benchmark* 2014 – 2018. Elaboración propia (2019).

El promedio del ROA^[1] de Enel Distribución ha sido de 8%, 1,1% por debajo de LDS, ratios superiores al *benchmark* (5,2%). En el 2018, disminuyó a 7,7% por el incremento del activo fijo. Durante los últimos 5 años, el ROE de Enel Distribución y LDS han sido muy similares, entre 19% y 20%, y superior al *benchmark* (12%). Sin embargo, al cierre del 2018, el ROE de la compañía ha disminuido a 16,4% explicado a través del análisis Dupont ampliado, por la disminución del margen neto, así como por la disminución de la rotación de activos y del apalancamiento. La evolución del ROE se puede ver en el Anexo 11.

En términos generales, las empresas peruanas muestran un nivel de eficiencia superior al *benchmark* en el manejo de sus activos y retornos sobre la inversión. La evolución de ambos indicadores se observa en el **Gráfico 9**.

Gráfico 9. Evolución del ROA y ROE

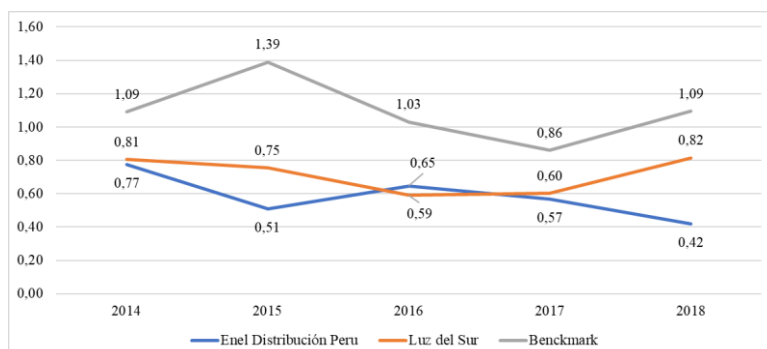


Fuente: Estados Financieros Auditados Enel Distribución, LDS y benchmark 2014 – 2018.
Elaboración propia (2019).

2. Liquidez

En el 2018, la liquidez corriente de Enel Distribución disminuyó a 0,42 versus el 2017, que alcanzó 0,57, explicada por la disminución de las cuentas por cobrar comerciales (-27,8%) y la cuenta efectivo y equivalente de efectivo, así como por la reducción del efectivo proveniente de las actividades de financiamiento. El pasivo corriente disminuyó en 6,2% por la reducción de su cuenta por pagar comercial a proveedores de energía (-50,2%), y por el pago a entidades relacionadas (-42,2%). En el caso de LDS, durante los últimos cinco años, su ratio de liquidez corriente se ha mantenido alrededor de 0,7, con un pico en 2014 y 2018 de 0,8; mientras que el *benchmark* ha mantenido una ratio de liquidez dentro del rango de 0,9 – 1,4, conforme se muestra en el **Gráfico 10**.

Gráfico 10. Evolución liquidez corriente

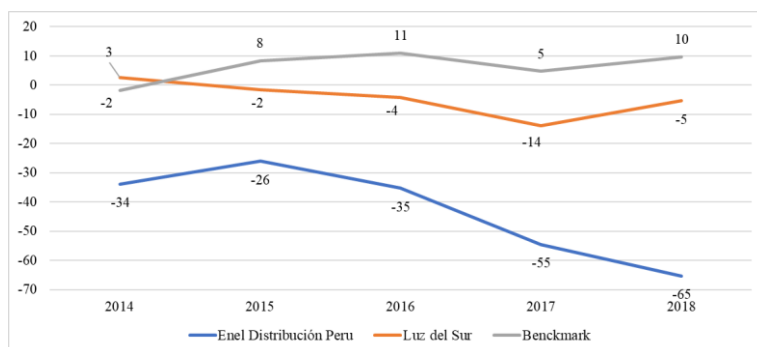


Fuente: Estados Financieros Auditados Enel Distribución, LDS y *benchmark* 2014 – 2018.
Elaboración propia (2019).

3. Gestión

El ciclo de conversión de efectivo de Enel Distribución es negativo, conforme se observa en el **Gráfico 11**; sobre todo en los dos últimos años por efecto de la venta de sus cuentas por cobrar. Del mismo modo, para LDS es negativo por el mayor plazo de pago; el *benchmark* tiene un promedio de 17 días con variaciones de un año a otro. El detalle del periodo medio de cobro y de pago se puede observar en el Anexo 11.

Gráfico 11. Comparativo evolución ciclo de conversión de efectivo

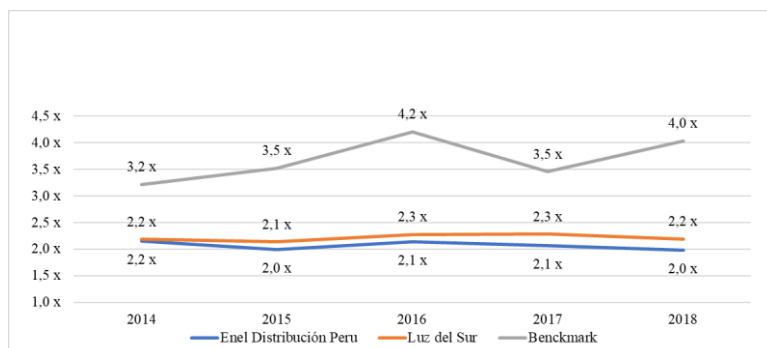


Fuente: Estados Financieros Auditados Enel Distribución, LDS y benchmark 2014 – 2018.
Elaboración propia (2019).

4. Solvencia

El ratio de cobertura de intereses durante los últimos 5 años de Enel Distribución es en promedio de 7,8 veces, el cual es inferior que LDS, y ambos superiores al *benchmark*; mientras que el ratio deuda financiera/EBITDA se ha mantenido estable, alrededor de 2,1 veces, de acuerdo al **Gráfico 12**, similar al de LDS (2,2x). Finalmente, el ratio de apalancamiento financiero tiene un promedio de 0,46, similar a LDS que se mantiene alrededor de 0,43, mientras que el *benchmark* muestra un mayor nivel de apalancamiento con un ratio de 0,58.

Gráfico 12. Tendencia comparativa de Deuda/EBITDA

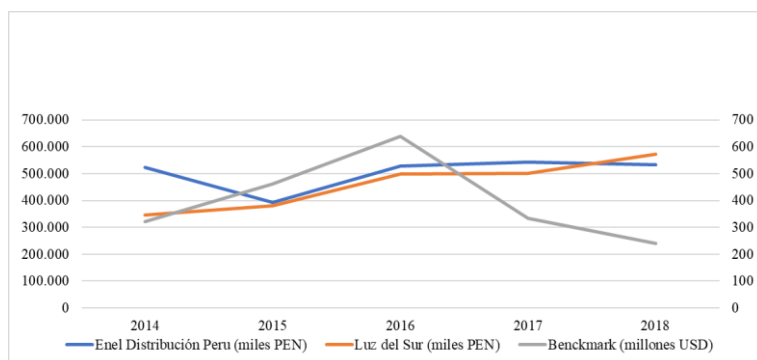


Fuente: Estados Financieros Auditados Enel Distribución, LDS y *benchmark* 2014 – 2018.
Elaboración propia (2019).

5. Análisis de la generación de efectivo

Del análisis de los flujos de caja operativo, de inversión y financiamiento de las empresas analizadas (ver Anexo 11), se concluye que Enel Distribución tiene generación de caja mixta, ya que en el año 2014, 2016 y 2017 son positivos, pero en el 2015 y 2018 es negativo; LDS también tiene generación de caja mixta, en promedio de S/ 10 millones; mientras que el *benchmark* permanece estable hasta el 2016, con una caída brusca en el 2017, y una mejora en el 2018. La evolución de la generación de efectivo se muestra en el **Gráfico 13**.

Gráfico 13. Comparativo de evolución de flujo de caja operativo



Fuente: Estados Financieros Auditados Enel Distribución 2014 - 2018.
Elaboración propia (2019).

6. Descripción de las políticas de la empresa

Enel Distribución tiene una política de vencimiento promedio de las cuentas por cobrar comerciales de 30 días; sin embargo, en la actualidad el periodo medio de cobro es de 20 días debido a la transferencia del derecho de cobro de sus cuentas por cobrar a una sociedad titulizadora por su parte, el periodo medio de pago se ubicó en 67 días, similar al 2017.

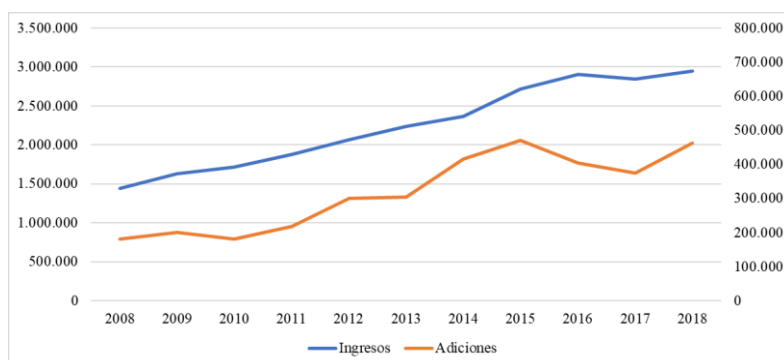
Asimismo, la compañía se compromete en mantener un índice de endeudamiento igual o menor a 1,7; al cierre del 2018, la ratio de endeudamiento patrimonial fue de 1,13 veces, y la ratio de deuda financiera/EBITDA fue de 1,98 veces, debido al crecimiento de la deuda financiera (+6%). La coherencia de esta política se detalla en el Anexo 11.

7. Características de la inversión

Las inversiones de Enel Distribución están asociadas a sus ingresos, durante los últimos años las adiciones del activo fijo han representado en promedio un 13% de sus ingresos, de acuerdo al

Gráfico 14. De estas inversiones, el 56% ha sido destinada a cubrir necesidades de demanda. El análisis del tipo de inversión, evolución de las adiciones, depreciación y retiros se encuentra en el Anexo 11.

Gráfico 14. Ingresos versus Adiciones de capital (miles de soles)

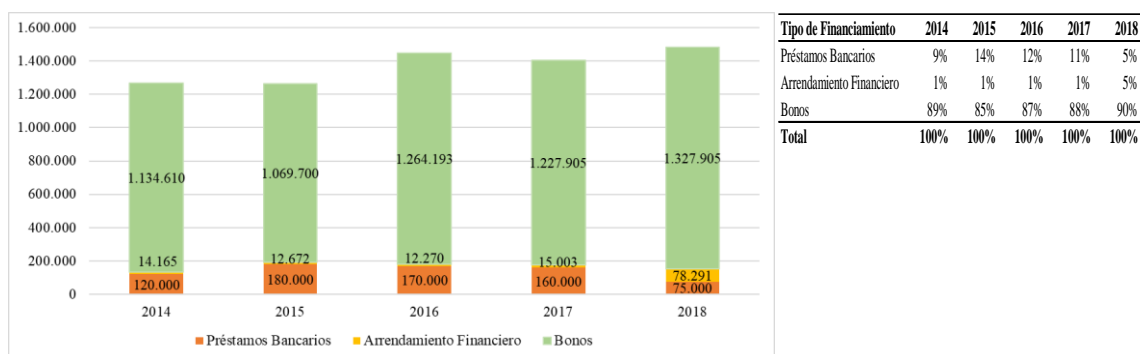


Fuente: Estados Financieros Auditados Enel Distribución 2008 - 2018.
Elaboración propia (2019).

8. Análisis del financiamiento

Enel Distribución tiene deuda financiera principalmente con bonistas, la cual durante los últimos 5 años ha representado, en promedio, el 88% del total del financiamiento, llegando al 90% en el 2018, conforme se observa en el Gráfico 15. El detalle de la deuda financiera se encuentra en el Anexo 11.

Gráfico 15. Evolución del Financiamiento por tipo de entidad (en miles de soles)

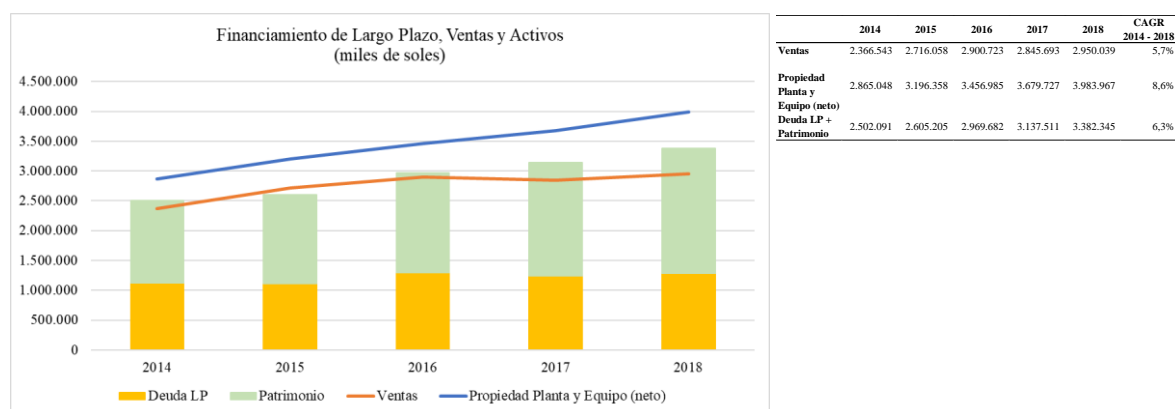


Fuente: Estados Financieros auditados 2014 – 2018.
Elaboración propia (2019)

La deuda a largo plazo y patrimonio han mostrado un CAGR de 6,3%, menor al de la inversión en activos de 8,6% y superior al 5,7% de ventas para el mismo periodo. El

Gráfico 16 muestra la relación de los indicadores antes mencionados.

Gráfico 16. Crecimiento de deudas a Largo plazo, ventas y activos 2014 - 2018



Fuente: Estados Financieros auditados 2014 – 2018.
Elaboración propia (2019)

9. Diagnóstico

Del análisis financiero realizado se concluye que Enel Distribución es una empresa solvente, con un nivel de generación de caja adecuado y rentable. A nivel de margen EBITDA, durante los últimos cinco años ha logrado mantenerlo en el rango del 25%, lo que demuestra que, a nivel de la cuenta de resultados, hay una administración adecuada que genera resultados positivos, no evidenciándose algún tipo de problema económico.

Por el lado de las cuentas del balance, tampoco muestra problemas financieros operativos ya que la empresa tiene caja suficiente que corresponde a su política de cobranza de energía vendida.

No se observan problemas financieros estructurales ya que las inversiones guardan relación con los ingresos de la compañía. Además, mantienen una política de dividendos adecuada que se viene

cumpliendo. Finalmente, la empresa mantiene ratios de endeudamiento saludables. A diciembre del 2018, el ratio de endeudamiento financiero fue de 0,53 veces el patrimonio de la empresa, menor al del 2017 (0,56 veces), explicado por el incremento en el patrimonio como consecuencia del aumento de utilidades y a los menores dividendos repartidos, y en menor proporción por la disminución de obligación financieras.

Capítulo VIII. Proyecciones y valorización

10. Supuestos de la proyección

Se ha realizado la proyección de estados financieros y flujo de caja libre por diez años, bajo el supuesto de continuidad del negocio de distribución de energía eléctrica. Los principales supuestos para la proyección se detallan en el Anexo 12. Las proyecciones del estado de resultados, estado de situación financiera, estado de flujo de efectivo y flujo de caja libre se muestran en el Anexo 13. Para validar los supuestos de proyección se ha realizado el análisis de consistencia que se muestra en el Anexo 14.

La proyección realizada muestra un CAGR de ventas de 5,5% (2019-2028) lo cual es consistente con el CAGR histórico de 5,7% (2014-2018), según detalle del Anexo 14. En el caso del EBIT 2014-2018 el promedio fue de 537.274 miles de soles presentando un CAGR de 5,9%. La proyección del costo de ventas tiene un CAGR de 5,4%, para los costos variables se ha tomado la relación costo/venta del último año (69,3%) y para el costo fijo, el promedio móvil de los últimos tres años

Las ventas se proyectaron desagregando el tipo de servicio, entre los cuales están: distribución de electricidad, peaje y otros. Asimismo, la distribución eléctrica, que representa el principal ingreso, se proyectó separando en dos variables: volumen de venta y precios.

La estimación de los volúmenes se desagregó de acuerdo con los tipos de clientes: regulados y libres. Estos se correlacionaron al PBI real histórico, considerando que el PBI refleja el crecimiento económico y este a su vez influye en el consumo eléctrico de la población. Para estimar los precios se diferenció de acuerdo con los tipos de clientes y a su vez los clientes regulados se desagregaron de acuerdo con los cuatro segmentos: residencial, comercial, industrial y alumbrado. Cada uno de ellos se relacionó con la inflación y la tasa de cambio USD/PEN. Para el caso de peaje y otros, los cuales representan alrededor del 5% de los ingresos totales, se realizó un promedio móvil de los últimos tres años, ya que no se comportan de acuerdo con un indicador específico.

Para la proyección del CAPEX, se analizó la relación que presenta el CAPEX histórico con el volumen de ventas (MWh). Dado que la proyección de ventas realizada indica que el mercado que atiende Enel seguirá incrementando el consumo eléctrico, se concluye que, la compañía deberá seguir invirtiendo para cubrir la demanda creciente y a su vez mantener la infraestructura asegurando la calidad y seguridad del suministro.

11. Cálculo de la tasa de descuento: WACC

Según Fernández (2015), el WACC «es la tasa a la que debe descontar los flujos de caja libre, se calcula con el promedio ponderado del costo de la deuda (k_d) y la rentabilidad exigida de las acciones (k_e)».

Para el caso de Enel Distribución, el k_e se ha calculado con la metodología de CAPM, incluida una prima de riesgo país ya que la empresa se encuentra en un mercado emergente (ver Marco Teórico en el Anexo 15). El k_d se ha obtenido con el promedio ponderado del costo de deuda a valor de mercado.

El WACC calculado de la compañía es de 7,66%, conforme se observa en la Tabla 4 (ver Anexo 16).

Tabla 4. Cálculo del WACC - Enel Distribución

Parámetros	Valores
Deuda / (Deuda+Patrimonio)	30,5%
Patrimonio / (Deuda+Patrimonio)	69,5%
Tasa de Impuestos	32,8%
Costo de la deuda	5,71%
Costo de patrimonio	9,34%
WACC	7,66%

Elaboración propia (2019).

12. Métodos de Valorización

La valorización de Enel Distribución ha sido analizada utilizando tres métodos: i) Flujo de caja libre descontado (DCF); ii) Dividendos descontados (DDM¹¹), y iii) Valorización por múltiplos.

El método escogido para la recomendación de comprar, vender o mantener, es el DCF, puesto que tiene en consideración las principales variables que inciden en las proyecciones (económicas, financieras y operativas). Además, es uno de los métodos de valorización más utilizados en el mercado financiero (*practitioners* y empresas consultoras), conforme se detalla en el Anexo 17.

3.4 Método de valorización por Descuento de Flujo de Caja

Se realizó la valorización de Enel Distribución al 31 de diciembre de 2018, tomando en consideración los supuestos del Anexo 12 y el análisis financiero y estratégico en los capítulos anteriores, obteniéndose los flujos futuros de la compañía, conforme se observa en la Tabla 5.

Al traer a valor presente los flujos de caja proyectados con la tasa de descuento WACC de 7,66% se obtiene un *Enterprise Value* (EV) de S/5.772.687, al cual se le agrega el Efectivo y Equivalente

¹¹ Dividend discount model, por sus siglas en inglés.

de efectivo y se le disminuye la deuda a valor de mercado, obteniéndose un *Equity Value* (Eq. V) de S/4.376.825.

Para el valor terminal de S/8.467.448 se consideró una tasa de crecimiento a perpetuidad, g , de 2,5% que corresponde a la tasa de inflación de Perú, en concordancia con la práctica del mercado, conforme se explica en el Anexo 18. Asimismo, se realizó el cálculo del múltiplo de salida, obteniéndose un ratio de 6,42x que multiplicado por el EBITDA proyectado al 2028 resulta en un valor terminal de S/8.699.644, similar al de la proyección, por lo cual se considera apropiada la tasa de crecimiento a perpetuidad utilizada. El resumen de la valorización se muestra en la Tabla 6.

Tabla 5. Flujo de caja proyectado para la compañía 2019 - 2028 y normalizado

Proyección (en miles de soles)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Normalizado
Ingresos	3.179.845	3.290.661	3.517.656	3.721.091	3.927.949	4.147.425	4.382.515	4.629.382	4.891.101	5.168.631	5.168.631
EBIT	595.843	618.937	668.844	702.972	744.129	786.966	832.778	882.913	935.942	992.825	992.825
EBIT x (1-t)	400.616	416.143	449.698	472.645	500.316	529.118	559.919	593.628	629.282	667.527	667.527
+ Depreciación y amortización	189.096	206.631	224.532	242.841	261.571	280.734	300.345	320.417	340.964	362.002	232.533
- Capex	-453.657	-467.010	-481.090	-495.845	-511.060	-526.763	-542.965	-559.681	-576.929	-594.722	-497.504
- Incremento de KT	-78.571	-1.935	6.225	21.103	10.126	12.927	16.300	14.776	16.421	17.694	23.939
Free cashflow to the firm FCFE	57.483	153.829	199.365	240.743	260.952	296.016	333.599	369.139	409.738	452.501	426.494

Elaboración propia (2019)

Tabla 6. Valorización Enel Distribución S.A.A

Valorización Enel Distribución	Valor presente	%
VP Flujo de caja descontado (2019 - 2028)	1.726.032	30%
VP Valor Terminal	4.046.655	70%
Enterprise Value (miles de soles)	5.772.687	
Efectivo y Eq de Efectivo (2018)	100.631	
Deuda a valor de mercado (2018)	-1.496.494	
Equity Value (miles de soles)	4.376.825	
Número de acciones	638.563.900	
Valor por acción (soles)	6,85	
Precio por acción 31.12.18 (soles)	5,33	
Upside %	28,6%	

Elaboración propia (2019)

3.5 Método de valorización por Múltiplos

Según Fernández (2008) uno de los métodos utilizados para valorar empresas es el de múltiplos. Para la presente valorización se han utilizado los múltiplos: PER (P/E) y EV/EBITDA de las empresas comparables detalladas en el Anexo 10.

En las empresas comparables, la mediana del múltiplo P/E y EV/EBITDA es de 16,05x y 7,76x respectivamente. Con esta información, se halló el valor por acción de Enel Distribución, en el caso del P/E el valor obtenido es de S/6,46, mientras que para el EV/EBITDA es de S/6,90, valores muy similares al obtenido con el método del DCF de S/6,85. El detalle del presente análisis se presenta en el Anexo 19.

3.6 Método de valorización por Descuentos de Dividendos

De acuerdo con el CFA (2015), el método de dividendos descontados (DDM por sus siglas en inglés), es aplicable cuando: i) la empresa tiene una política de dividendos clara y constante; ii) dicha política tiene relación congruente con la rentabilidad de la empresa; y iii) el inversor tiene una perspectiva de no control de la compañía.

En la misma línea, Damodaran (2002) señala que el modelo de Gordon (ver Anexo 20) calza mejor para empresas con una tasa de crecimiento comparable o menor que la tasa nominal de crecimiento de la economía y que además tienen bien establecida una política de pago de dividendos que intentan continuar en el futuro, ya que las empresas estables generalmente pagan dividendos sustanciales. Este modelo subestimaré el valor de las acciones en empresas que constantemente pagan menos de lo que pueden pagar y acumulan efectivo en el proceso, es decir cuando el *pay out ratio* es menor a 50%.

Del análisis de Enel Distribución se concluye que, si bien tienen una política de dividendos de hasta 65% de la utilidad, sin embargo, en los último cuatro años ha pagado solo el 40% de la utilidad neta, por tanto, al ser su *pay out ratio* menor al 50%, consideramos que no es consistente para realizar el cálculo con este modelo, de acuerdo con las consideraciones antes mencionadas.

Capítulo IX. Análisis de Riesgos

13. Riesgos identificados

Del análisis de la compañía se han identificado los riesgos que se muestran en la Tabla 7.

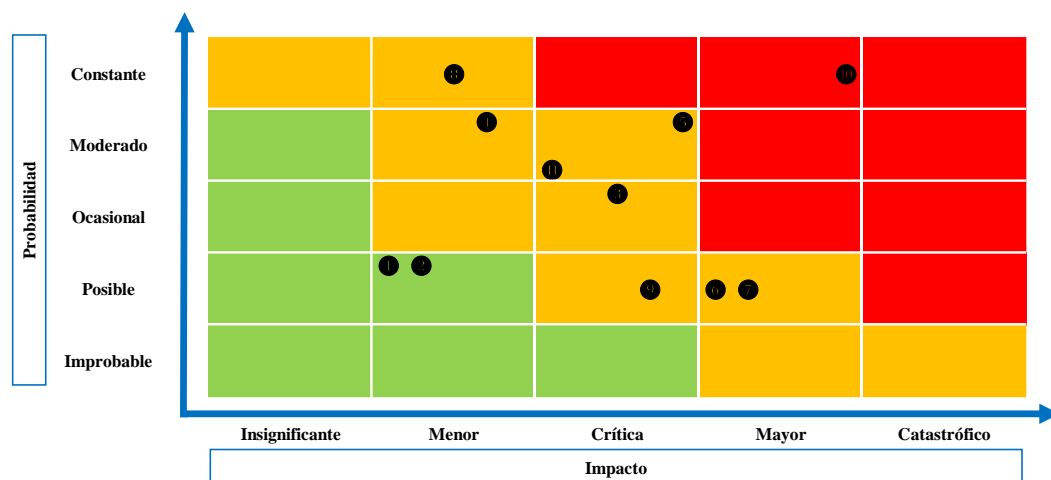
Tabla 7. Riesgos de Enel Distribución

Riesgo		Descripción
1	Riesgo de crédito	Se entiende que hay riesgo de crédito cuando un deudor incumple el pago de sus obligaciones. Esto ha sido mitigado por la compañía con la titulización de activos (cuentas por cobrar) hasta por un total de 900 millones de soles (año 2018).
2	Riesgo de liquidez	Considera la posibilidad de incumplir con las obligaciones de corto plazo. Para afrontar este riesgo, la compañía mantiene adecuados niveles de liquidez, cuenta con líneas de capital de trabajo aprobadas por los principales bancos; tienen un sistema de gestión financiera del circulante a través de préstamos de corto plazo con sus empresas relacionadas.
3	Cambios en las tarifas eléctricas	Ajustes de tarifas que pueden corresponder a criterios políticos y no técnicos (marco regulatorio con procesos tarifarios con tendencia a la baja para clientes residenciales y al alza para clientes libres).
4	Tasa de interés	Es el riesgo que se corre debido a las variaciones de las tasas de interés. Al cierre del 2018, la compañía mantenía una deuda financiera de 1.481.2 millones de soles (14% y 86%, deuda de corto y largo plazo, respectivamente). El 100% de la deuda tiene un tipo de interés fijo.
5	Migración de clientes libres	En el contexto actual los precios al cliente libre son casi el 50% de los precios del cliente regulado, por lo que aquellos que consumen entre 200Kw-2500Kw podrían migrar de ser regulados a clientes libres y esto representa un riesgo en los ingresos totales de Enel.
6	Desastres naturales	La compañía está expuesta a desastres naturales que pudieran darse y afectar la infraestructura, así como la economía del país. Para ello, cuenta con planes de contingencias, de gestión y programas de capacitación en desastres / emergencias y planes de recuperación / restauración.
7	Inestabilidad política	El país viene observando el enfrentamiento entre el Poder Ejecutivo y el Legislativo, lo cual se toma como un riesgo, pues a mediano y largo plazo no se sabe si habrá cambios de gobierno y por ende de políticas de estado.
8	Tipo de cambio	Enel Distribución adquiere la electricidad (principal costo del servicio) en dólares, por lo que una apreciación del tipo de cambio podría afectar a la compañía a nivel de clientes libres si es que pacta con ellos un precio fijo.
9	Patrimoniales	La compañía está expuesta a robos de activos fijos. Para ello, tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a los que están sujetos, incluyendo en la cobertura todas las posibles reclamaciones que se puedan presentar por el ejercicio de su actividad.
10	Crecimiento económico	El crecimiento económico del país puede verse afectado por factores internos o externos al país y esto a su vez afectar los ingresos de la compañía.
11	Pérdidas de energía	Enel Distribución está expuesta a pérdidas técnicas (se relacionan con la energía que se pierde en la transmisión y distribución de la energía eléctrica por el calentamiento natural de equipos y materiales eléctricos) y hurto. Para mitigar este riesgo, la compañía ejecuta proyectos de limpieza de líneas en MAT (220kV) y normalización de fugas a tierra en BT; así como ha instalado medidores totalizadores inteligentes.

Elaboración propia (2019)

Asimismo, en el Gráfico 17; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se muestra el mapa de riesgos de la compañía:

Gráfico 17. Mapa de riesgos Enel Distribución



Elaboración propia (2019)

14. Análisis de Sensibilidad

Se realizó el análisis de sensibilidad a la tasa de crecimiento “g” y la tasa de descuento (WACC), de acuerdo con los valores de la Tabla 8:

Tabla 8. Sensibilidad del WACC y g

	Alternativa	Detalle del cálculo	g					
			6,85	1,30%	1,90%	2,50%	3,05%	3,60%
wacc	Beta 1	Beta regresion 2 años mensual	7,22%	6,27	6,95	7,80	8,79	10,09
	Beta 2	Beta regresion 2 años semanal	7,33%	6,10	6,75	7,56	8,50	9,72
	Beta 3	Beta regresion 10 años diario	7,41%	5,98	6,60	7,38	8,28	9,44
	Beta 4	Beta regresion 10 años semanal	7,50%	5,84	6,44	7,19	8,05	9,15
	Beta 5	Beta regresion 2 años diario	7,54%	5,78	6,37	7,10	7,95	9,03
	Beta 6	Beta regresion 5 años semanal	7,54%	5,78	6,37	7,10	7,95	9,03
	Beta 7	Beta regresion 5 años diario	7,56%	5,75	6,33	7,06	7,90	8,96
	Beta 8	Beta regresion 10 años mensual	7,60%	5,69	6,26	6,98	7,79	8,84
	Beta Usado	Beta regresion 5 años mensual	7,66%	5,60	6,16	6,85	7,65	8,66
	MM	Modigliani & Miller	10,90%	2,58	2,76	2,97	3,19	3,44
	Gordon	Modelo Gordon	13,58%	1,32	1,41	1,51	1,61	1,72

Elaboración propia (2019)

Para la sensibilización del WACC se optó por generar nueve regresiones del beta (ocho adicionales a la utilizada), en función a diferentes periodos de data histórica, como se muestra en la Tabla 9. Asimismo, se estimó un WACC de acuerdo con la fórmula de Modigliani y Miller y otro bajo el modelo de Gordon. Para el “g” se ha tomado el valor mínimo de 1,3% y máximo de 3,6%.

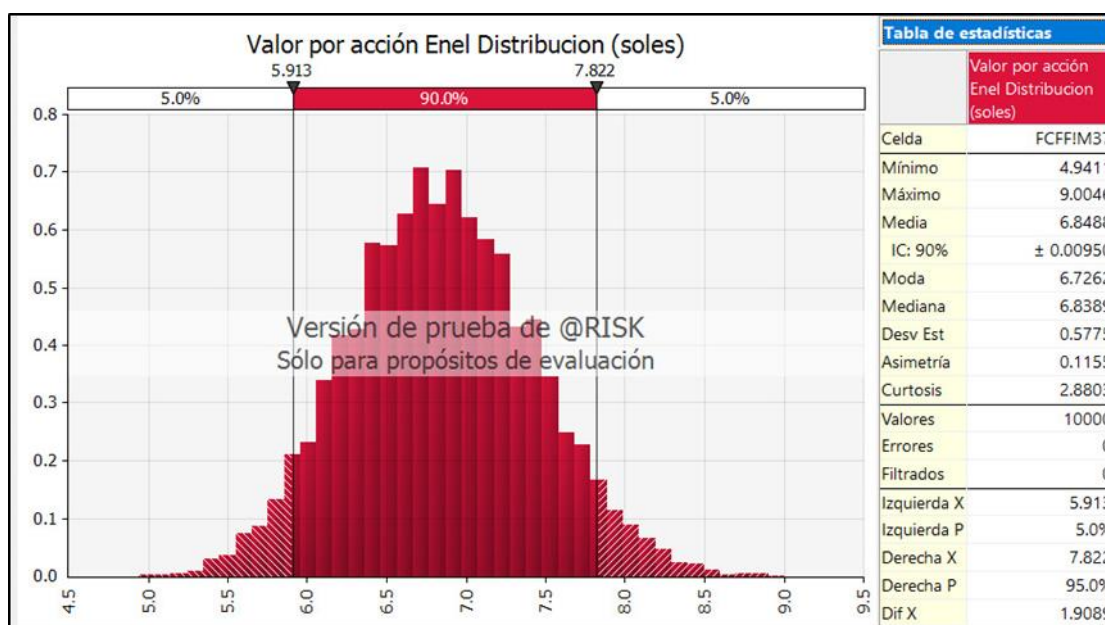
Tabla 9. Cálculos de beta alternativos

Denominación Beta por Comparables		Beta	WACC
Beta 1	Beta regresion 2 años mensual	0,39	7,22%
Beta 2	Beta regresion 2 años semanal	0,42	7,33%
Beta 3	Beta regresion 10 años diario	0,44	7,41%
Beta 4	Beta regresion 10 años semanal	0,46	7,50%
Beta 5	Beta regresion 2 años diario	0,47	7,54%
Beta 6	Beta regresion 5 años semanal	0,47	7,54%
Beta 7	Beta regresion 5 años diario	0,47	7,56%
Beta 8	Beta regresion 10 años mensual	0,48	7,60%
Beta Usado	Beta regresion 5 años mensual	0,49	7,66%
MM	Modigliani & Miller		10,90%
Gordon	Modelo Gordon		13,58%

Elaboración propia 2019

Para la simulación de Montecarlo se utilizó el programa @Risk, a través de la cual se obtuvo que con un nivel de confianza del 90%, el valor de la acción se encuentre entre S/5,91 y S/7,82, con un valor promedio de S/6,85 y mediana de S/6,84, conforme se observa en el Gráfico 18. El detalle de las variables consideradas se explica en el Anexo 21.

Gráfico 18. Análisis de sensibilidad



Elaboración propia (2019)

Los valores obtenidos en esta simulación se encuentran en relación con el valor fundamental obtenido por el método del DCF de S/6,85, por lo que se mantiene la recomendación de comprar.

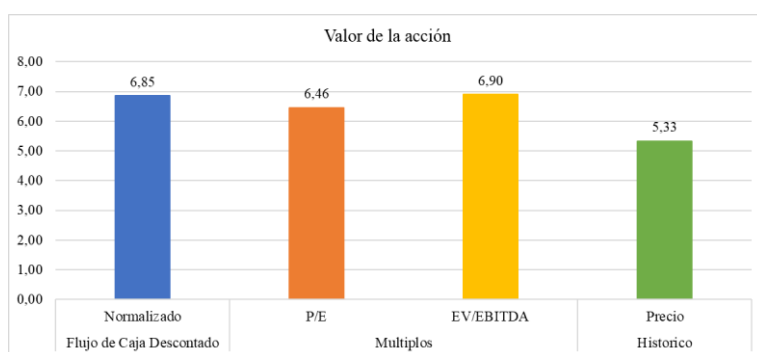
Capítulo X. Resumen de la inversión

15. Resultados

De acuerdo con el análisis estratégico, la compañía se encuentra en una situación estable de mercado y está enfocada en asegurar la sostenibilidad y calidad de sus servicios, atendiendo la demanda creciente. Asimismo, en función del análisis financiero operativo y estructural, se considera que, si Enel Distribución mantiene los niveles de inversión y eficiencia actuales, se logrará generar flujos futuros de manera estable y creciente.

Los resultados obtenidos luego de aplicar los métodos de valoración antes descritos arrojan los valores por acción que se muestran en el Gráfico 19. Cabe resaltar que el valor por acción calculado por el método del DCF se encuentra dentro del rango de los “precios objetivos” que ha calculado el mercado según la Tabla 10.

Gráfico 19. Resumen de métodos de valoración al 31 de diciembre de 2018



Elaboración propia (2019).

Tabla 10. "Precio objetivo" según mercado

Empresa	Analista	Recomendación	Precio objetivo (soles)	Fecha
Credicorp Capital	Luis Vicente	retener	6,85	1/08/2019
Kallpa Securities SAB (AGCO Partner)	Gonzalo Khalilieh	comprar	8,5	30/07/2019
Seminario SAB	Freccia Maldonado	retener	5,98	13/06/2019
Inteligo SAB	Paola Alva Aliaga	comprar	6,19	26/11/2018

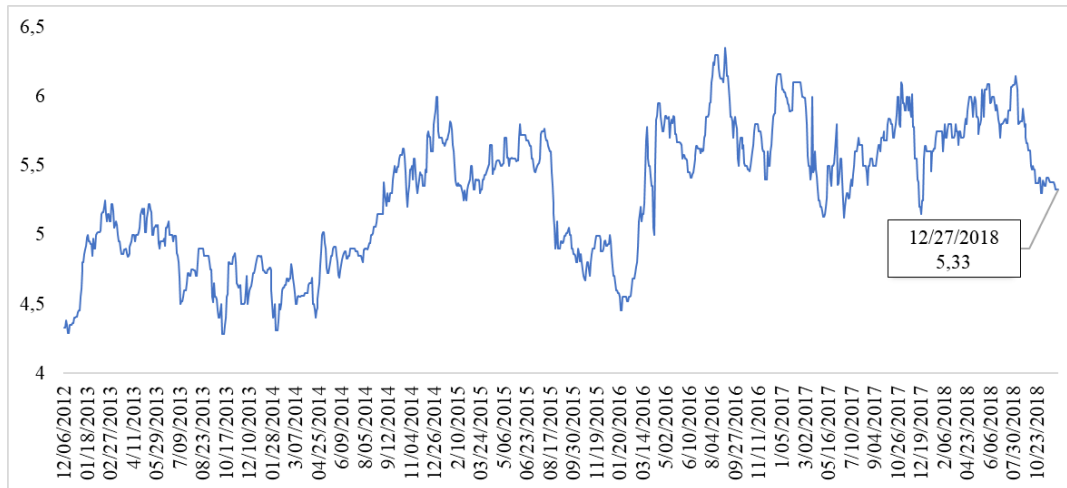
Fuente: Bloomberg (2019)

Elaboración propia (2019).

Como referencia del análisis realizado previamente, en el

Gráfico 20 se muestra la tendencia del precio de la acción de Enel Distribución.

Gráfico 20. Evolución del precio de la Acción de Enel Distribución (soles)



Elaboración Propia (2019).

16. Recomendación

De acuerdo con las proyecciones realizadas, el costo de capital estimado y el crecimiento perpetuo “g” considerado, el valor de la acción resulta en S/6,85, presentando un *upside* de 28,6% respecto del precio de la acción al 31.12.2018, por lo que se recomienda comprar la acción.

Bibliografía

- Alejos, R. (29 de diciembre de 2018). *Actualidad Energetica*. Obtenido de Actualidad Energetica: <http://actualidadenergetica.blogspot.com/2008/12/precios-de-electricidad.html>
- Badenes, C. & Santos, J. M. (1999). Introducción a la valoración de empresas por el método de los múltiplos de compañías comparables. *IESE Universidad de Navarra*, págs. 1-24.
- Blanco, L. (2009). VALORACIÓN DE EMPRESAS POR DESCUENTO DE FLUJOS DE CAJA: PROYECCIÓN DE RATIOS Y ESTIMACIÓN DEL VALOR TERMINAL POR MÚLTIPLOS. *Revista Universo Contábil*, ISSN 1809-3337, pag. 127.
- Brenta, N. (2009). *Fundación Empresa Global - FEG*. Obtenido de Ciclo de Vida de Empresas Dinámicas en Argentina: http://www.feg.org.ar/Descargas/CicloVidaEmpDinamFinal%20Informe%20_Brenta_.pdf
- CFA Institute. (2015). En J. E. Pinto, E. Henry, T. R. Robinson, J. D. Stowe & S. E. Wilcox, *Equity Asset Valuation* (págs. 119 - 125). New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- CFA Institute. (2015). En J. E. Pinto, E. Henry, T. R. Robinson, J. D. Stowe & S. E. Wilcox, *Equity Asset Valuation* (págs. 91 - 95). New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- CFA Institute. (2015). Discounted Dividend Valuation. En J. Pinto, E. Henry, T. Robinson, J. Stowe & S. Wilcox, *Equity Asset Valuation* (págs. 244-276). New Jersey: John Wiley & Son, Inc., Hoboken.
- CFA Institute. (2015). Market - based valuation: price and Enterprise Value Multiples. En J. E. Pinto, E. Henry, T. R. Robinson, J. D. Stowe & S. E. Wilcox, *Equity Asset Valuation* (págs. 361 - 365). Ney Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- CFA Institute. (2015). Return Concepts. En J. E. Pinto, E. Henry, T. R. Robinson, J. D. Stowe & S. E. Wilcox, *EQUITY ASSET VALUATION* (págs. 62 - 80). New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Damodaran, A. (2002). Dividend Discount Model. En A. Damodaran, *Investment Valuation Tools and Techniques for determining the value of any asset* (págs. 450 - 486). New York: John Wiley & Sons, Inc.
- Equilibrium. (2018). *Análisis del Sector Eléctrico Peruano: Generación*. Lima, Perú: Equilibrium Clasificadora de Riesgo.
- Fama, E. (Marzo de 1968). *Wiley Online Library*. Obtenido de <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/j.1540-6261.1968.tb02996.x>
- Fernández, P. (2008). *IESE Business School - Universidad de Navarra*. Obtenido de Métodos de valoración de empresas: <https://media.iese.edu/research/pdfs/DI-0771.pdf>
- Fernández, P. (2015). *Valoración de empresas y sentido común*. Madrid: IESE Business School.

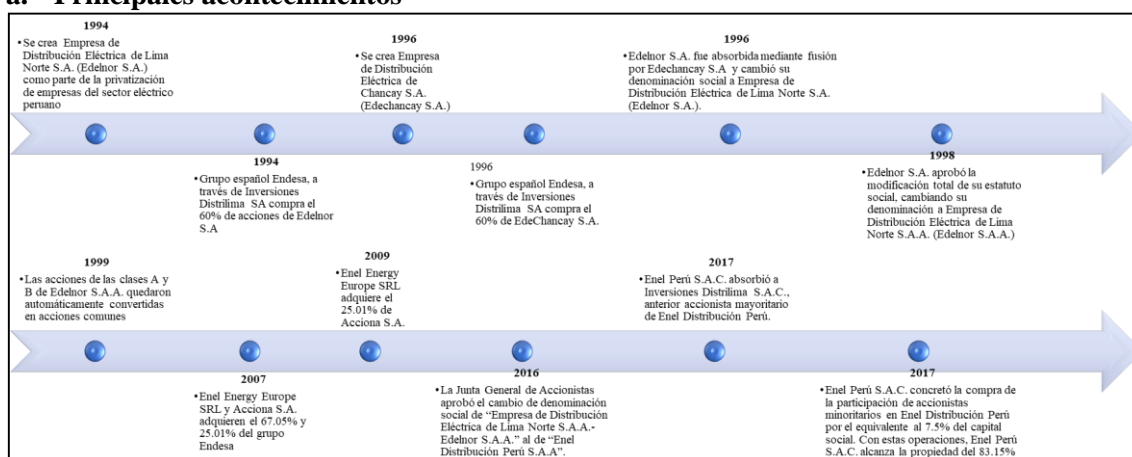
- Fernández, P. (2015). *WACC: definición, interpretaciones equivocadas y errores*. Madrid: Universidad de Navarra - IESE Business School.
- Fornero, R. (Setiembre de 2014). *CAPM, CINCUENTA AÑOS DE UNA AVENTURA INTELECTUAL*. Obtenido de XXXIV Jornadas Nacionales de Administración Financiera:
http://www.economicas.unsa.edu.ar/afinan/informacion_general/sadaf/xxxiv_jornadas/xxiv-j-fornero-capm.pdf
- French, C. W. (2003). The Treynor Capital Asset Pricing Model. *Journal of Investment Managment; Vol. 1, N° 2.*, 60-72.
- Johnson, G., Scholes, K., & Whittington, R. (2006). *Dirección Estratégica*. Madrid: Pearson Prentice Hall.
- KPMG. (2017). *For all it's worth KPMG Valuation Practices Survey 2017*. Obtenido de KPMG.COM: <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/au/pdf/2017/valuation-practices-survey-2017.pdf>
- Lintner, J. (Diciembre de 1965). *SECURITY PRICES, RISK, AND MAXIMAL GAINS FROM DIVERSIFICATION*. Obtenido de <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1111/j.1540-6261.1965.tb02930.x>
- Lira, P. (8 de setiembre de 2019). *Gestión*. Obtenido de De regreso a lo básico 15/12/2011: <https://gestion.pe/blog/deregresoalobasico/2011/12/un-modelo-financiero-el-capm.html/?ref=gesr>
- Mongrut, S. (2006). *Centro de Investigación de la Universidad del Pacífico - DD/06/09*. Obtenido de Tasas de descuento en Latinoamérica : hechos y desafíos: <http://repositorio.up.edu.pe/bitstream/handle/11354/306/DD0609.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Mossin, J. (Octubre de 1966). Equilibrium in a Capital Asset Market. *Econometrica, Vol. 34, No. 4*, 768-783. Recuperado el 10 de setiembre de 2019, de https://pdfs.semanticscholar.org/eda6/46f4a2d46adf404790e94276ca254285ad01.pdf?_ga=2.98949210.519488839.1568555449-1252405810.1568555449
- Mukhlynina, L., & Nyborg, K. G. (Octubre de 2016). *The Choice of Valuation Techniques in Practice: Education versus Profession*. Obtenido de paper.ssrn.com: <file:///C:/Users/Marcela/Downloads/SSRN-id2784850.pdf>
- OSINERGMIN. (2018). *Tarifas y Mercado Electrico*. Lima: s/e.
- OSINERGMIN. (2 de agosto de 2019). Obtenido de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Participacion-Empresas-Mercado-Elctrico-2018.pdf
- Osterwalder, A. & Pigneur, Y. (2011). *GENERACION DE MODELOS DE NEGOCIO*. Barcelona: DEUSTO S.A. EDICIONES.

- Ponce, H. (2006). La matriz FODA: una alternativa para realizar diagnósticos y determinar estrategias de intervención en las organizaciones productivas y sociales. *Contribuciones a la Economía*, pags. 2-15.
- Porter, M. (1987). *Ventaja Competitiva: Creación y sostenimiento de un desempeño superior*. México DF: Grupo Editorial Patria S.A.
- Porter, M. (1989). *Ventaja Competitiva*. Madrid: Compañía ed. Continental.
- Porter, M. (2011). Las cinco fuerzas competitivas que modelan la estrategia. *Harvard Business Review*, pags. 23-41.
- Rojo Ramirez, A. (2012). *La importancia del valor residual en el valor final de las empresas*. Obtenido de <https://www.researchgate.net/publication/255982155>
- Sharpe, W. (setiembre de 1964). *Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk*. Obtenido de <http://efinance.org.cn/cn/fm/Capital%20Asset%20Prices%20A%20Theory%20of%20Market%20Equilibrium%20under%20Conditions%20of%20Risk.pdf>
- Stout. (Marzo de 2015). *The Stout Terminal Growth Rate Survey*. Obtenido de stout.com: <https://www.stout.com/en/insights/article/stout-terminal-growth-rate-survey>
- Tamayo, J., Salvador, J. & Vásquez, A. y. (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Osinergmin. Lima, Perú: Gráfica Biblos S.A.
- Valueonshore Advisors. (2017). *Business Valuation Methodology Survey 2017*. Obtenido de Valueonshore.com: <http://www.valueonshore.com/wp-content/uploads/2017/09/Business-Valuations-Methodology-Survey-2017.pdf>
- Vélez-Pareja, I. & Tham, J. (2012). *Una introducción al costo de capital*. Obtenido de papers.ssrn.com: file:///C:/Users/Marcela/Downloads/SSRN-id1997065.pdf
- Vélez-Pareja, I., & Tham, J. (setiembre de 2019). *https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1992634*. Obtenido de MÁS ALLÁ DE LAS PROYECCIONES: EL VALOR TERMINAL: file:///C:/Users/Marcela/Downloads/SSRN-id1992634.pdf

Anexos

Anexo 1. Historia y estructura de la empresa

a. Principales acontecimientos



Fuente: Memoria Anual 2018 – Enel Distribución Perú

Elaboración propia (2019)

b. Estructura accionarial

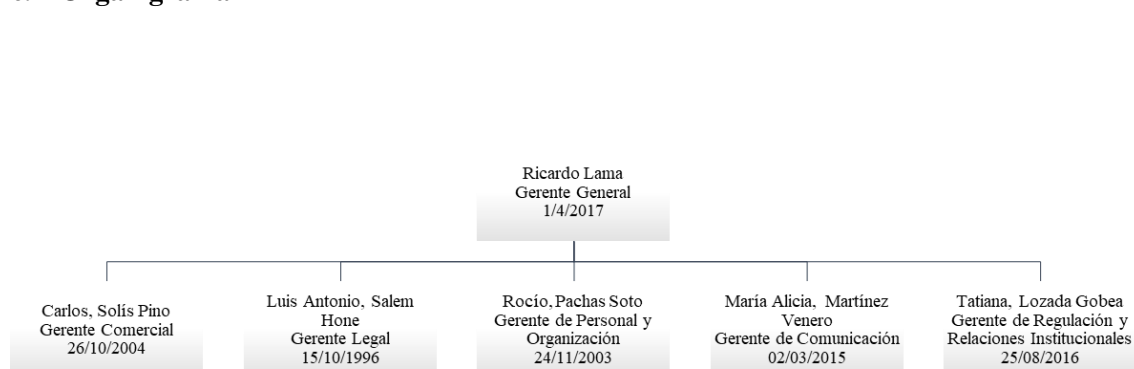
Estructura Accionarial - Diciembre 2018

Accionista	N° de acciones	% participación	País	Grupo
Enel Perú S.A.C	530.977.354	83,15%	Perú	Enel
AFP Integra S.A - Fondos 1,2 y 3	49.612.550	7,77%	Perú	Sura
Otros accionistas	57.973.996	9,08%	Varios	n.a
Total	638.563.900	100,00%		

Fuente: Memoria Anual 2018 – Enel Distribución Perú

Elaboración propia (2019)

c. Organigrama



Fuente: Memoria Anual 2018 – Enel Distribución Perú

Elaboración propia (2019)

Anexo 2. Precios de la electricidad

Según Alejos (2018), el precio de la electricidad en el Perú tiene dos tipos: para el usuario libre y para el usuario regulado; que se determinan de acuerdo a lo siguiente:

1. Para el usuario libre

El precio se basa en la negociación entre los vendedores y los clientes. Actualmente es inferior a la tarifa regulada, hasta en 22,7% respecto al precio regulado en Barra Lima (Sep. 2018).

2. Para el usuario regulado

Los componentes de la tarifa eléctrica son: a) Precio a Nivel Generación (PNG). b) Precio básico de Potencia. c) Peajes Conexión por Transmisión Principal, Peajes Secundarios y Complementarios y d) Valor Agregado de Distribución (VAD).

2.1 Precios a Nivel Generación (PNG)

Es el promedio ponderado de: a) Promedio entre Precio en Barra y precios de contratos bilateralmente pactados, y b) Precios de contratos producto de licitaciones firmados con los concesionarios de distribución, excluyendo cargas de transmisión.

2.1.1 Precio en Barra

Son los costos marginales para 3 años (1 año hacia atrás y dos años hacia el futuro): a) Se proyectan para 4 años (año anterior, actual y dos años futuros), basado en la proyección de la demanda, el plan de obras que cubra la dicha demanda. Se actualiza en mayo y noviembre de cada año en base a la variación de precios, b) Se realiza la proyección de operación y mantenimiento y c) Se optimiza los costos marginales de operación del sistema.

2.1.2 Precio de las Licitaciones de Suministro

Los distribuidores realizan licitaciones para atender a sus clientes libres y regulados: a) Se tiene contratos con precios determinados, el precio máximo lo establece Osinergmin, así como la supervisión de los contratos y b) La oferta es realizada por la componente de energía.

2.2 Precio básico de Potencia

Está determinada por: a) los costos unitarios estándares de anualidad de la inversión, b) los costos fijos de operación y mantenimiento anual, y c) Ajuste por Factores: ubicación de la Unidad, tasa de indisponibilidad fortuita de la unidad y Margen de Reserva.

2.3 Tarifas del Sistema de Transmisión

Son las tarifas de los sistemas de: a) transmisión garantizados, b) transmisión complementarios, c) transmisión principal, y d) sistema secundario de transmisión.

Las generadoras pagan a las transmisoras una compensación mensual en forma de ingreso tarifario que depende de la tarifa en barra y el peaje por conexión.

2.4 Valor Agregado de Distribución (VAD)

Se consideran los siguientes factores: a) costos asociados al usuario, b) pérdidas estándar, c) costos estándar de inversión, operación y mantenimiento, y d) factores de simultaneidad.

Se realiza cada cuatro años, que se definen para los siguientes sectores: urbano de alta densidad, de media densidad, de baja densidad y urbano – rural y rural.

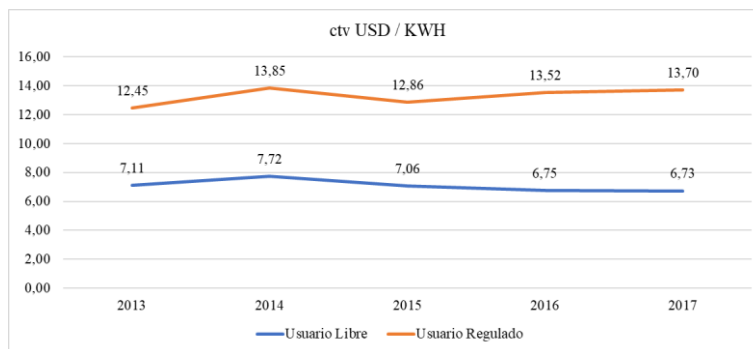
Las tarifas se recalculan cada 4 años y se ajustan mensualmente, principalmente por tipo de cambio e inflación.

2.5 Opciones tarifarias

Las opciones tarifarias para usuarios de media y baja tensión son: a) Baja Tensión (BT2, BT3, BT4, BT5A, BT5B, BT5C-AP, BT5D, BT5E, BT6, BT7, BT8) y b) Media Tensión (MT2, MT3, MT4)

2.6 Tarifas históricas de electricidad (OSINERGMIN, 2018)

Las tarifas de electricidad son diferenciadas entre los usuarios finales, siendo mayor para los usuarios regulados que para los usuarios libres. Para los años 2015 al 2017, se observa un incremento de 6,5% para los usuarios regulados y una disminución de 4,7% para los usuarios libres, valores que explican la migración de los usuarios regulados a libres, conforme se observa en el siguiente gráfico.



Fuente: OSINERGMIN.
Elaboración propia (2019).

2.7 Ejemplo de tarifa Residencial Opción tarifaria BT5B (a enero 2019):

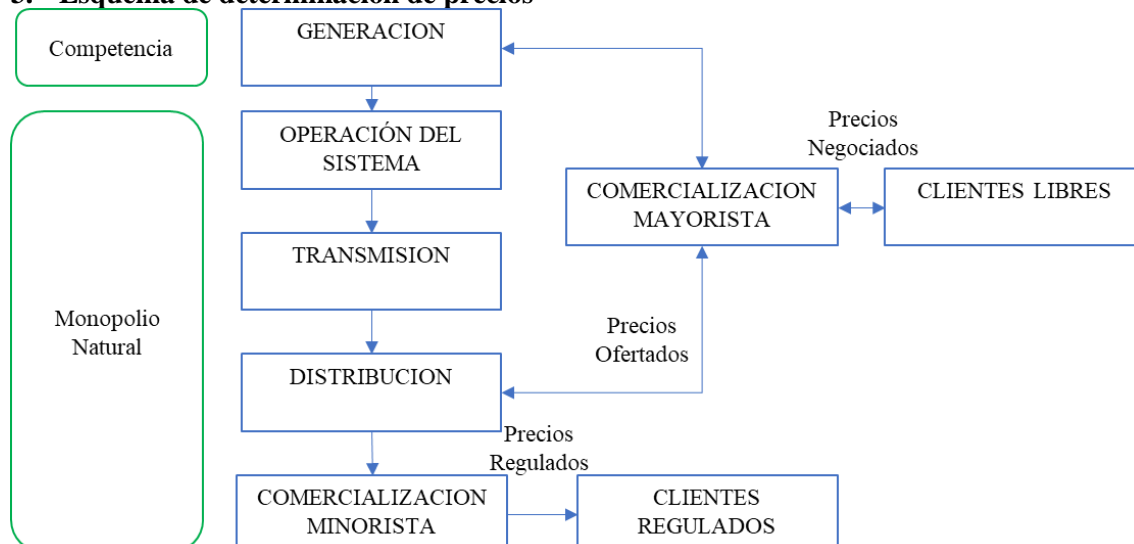
Cargo Tarifario	Unidad	Valor sin impuestos
0-30 kW.h - Cargo fijo	S./mes	2,59
0-30 kW.h – Energía	ctm. S./kW.h	37,88
31-100 kW.h - Cargo fijo	S./mes	2,59
31-100 kW.h - Energ.prim.30 kW.h	S./mes	11,36
31-100 kW.h - Energ.exces.30 kW.h	ctm. S./kW.h	50,51
> 100 kW.h - Cargo fijo	S./mes	2,69
> 100 kW.h – Energía	ctm. S./kW.h	52,43

Fuente: OSINERGMIN.
Elaboración propia (2019).

Fórmula (para 30 kW/h al mes):

ctm. S/ kW.h = (Cargo Fijo + Cantidad x Costo de energía / 100) / Cantidad x 100
ctm. S/ kW.h = (2,59 + 30 x 37,88/100) / 30 x 100 = **46,51**

3. Esquema de determinación de precios



Fuente: Osinergmin
Elaboración propia (2019)

Anexo 3. Zona de concesión

a. Clientes

Clientes	Año 2017				Año 2018			
	GWh	Millones S/	Precio Promedio	Cantidad de clientes	GWh	Millones S/	Precio Promedio	Cantidad de clientes
Residencial	2.920	1.403	0,48	1.323.621	2.987	1.508	0,50	1.348.125
Comercial	1.002	382	0,38	45.653	884	367	0,42	46.403
Industrial	1.697	533	0,31	1.472	1.873	550	0,29	1.567
Otros	1.214	357	0,29	26.110	1.098	408	0,37	26.513
Peaje	1.123	34	0,03	110	1.203	41	0,03	132
Total	7.956	2.709	0,30	1.396.966	8.045	2.874	0,32	1.422.740

Clientes	Comparación años 2017 - 2018			
	Δ GWh	Δ Venta	Δ Precio	Δ Clientes
Residencial	2,29%	7,48%	5,07%	1,85%
Comercial	-11,78%	-3,93%	8,90%	1,64%
Industrial	10,37%	3,19%	-6,51%	6,45%
Otros	-9,56%	14,29%	26,36%	1,54%
Peaje	7,12%	20,59%	12,57%	20,00%
Total	1,12%	6,09%	7,94%	1,84%

Fuente: Memoria Anual 2018 – Enel Distribución Perú

Elaboración propia (2019)

b. Área Geográfica

PROVINCIA	DISTRITO	PROVINCIA	DISTRITO
LIMA	ANCON	BARRANCA	BARRANCA
LIMA	CARABAYLLO	BARRANCA	PATIVILCA
LIMA	COMAS	BARRANCA	SUPE
LIMA	EL AGUSTINO	BARRANCA	SUPE PUERTO
LIMA	INDEPENDENCIA	CANTA	CANTA
LIMA	JESUS MARIA	CANTA	HUAMANTANGA
LIMA	LA VICTORIA	CANTA	HUAROS
LIMA	LIMA	CANTA	LACHAQUI
LIMA	LOS OLIVOS	CANTA	SAN BUENAVENTURA
LIMA	MAGDALENA DEL MAR	CANTA	SANTA ROSA DE QUIVES
LIMA	PUEBLO LIBRE	HUARAL	ATAVILLOS ALTO
LIMA	PUENTE PIEDRA	HUARAL	ATAVILLOS BAJO
LIMA	RIMAC	HUARAL	AUCALLAMA
LIMA	SAN ISIDRO	HUARAL	CHANCAY
LIMA	SAN JUAN DE LURIGANCHO	HUARAL	HUARAL
LIMA	SAN MARTIN DE PORRES	HUARAL	LAMPIAN
LIMA	SAN MIGUEL	HUARAL	PACARAOS
LIMA	SANTA ROSA	HUARAL	SAN MIGUEL DE ACOS
LIMA	BREÑA	HUARAL	SANTA CRUZ DE ANDAMARCA
OYON	ANDAJES	HUARAL	SUMBILCA
OYON	NAVAN	HUARAL	VEINTISIETE DE NOVIEMBRE
OYON	OYON	CALLAO	BELLAVISTA
OYON	PACHANGARA	CALLAO	CALLAO
HUAURA	CALETA DE CARQUIN	CALLAO	CARMEN DE LA LEGUA REYNOSO
HUAURA	HUACHO	CALLAO	LA PERLA
HUAURA	HUALMAY	CALLAO	LA PUNTA
HUAURA	HUAURA	CALLAO	VENTANILLA
HUAURA	SANTA MARIA		
HUAURA	SAYAN		
HUAURA	VEGUETA		

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración propia (2019)

Anexo 4. Análisis PESTEL

1. Aspecto político

- Inestabilidad política: actualmente existe un enfrentamiento de poderes del estado; lo cual desincentiva la inversión privada.
- Corrupción: existen diversas figuras políticas (incluidos expresidentes) acusados de corrupción, especialmente por el caso Lava jato y que están siendo procesados por el poder judicial.

2. Aspecto Económico

- PBI estimado: 3,4% para 2019; 3,6% para 2020; y 3,8% para 2021¹².
- PBI estimado de Electricidad y Agua: 4,3% para 2019 y 4% para 2020, a junio de 2019, según BCRP.
- Sobreoferta de Electricidad: los usuarios pagan un exceso en la tarifa de USD 10 por MWh¹³ (al 2018).

3. Aspecto Social

- El consumo per cápita de electricidad se ha incrementado en 5,7% promedio anual en los últimos 10 años, pasando de 823 Kwh por habitante a 1355 (Osinergmin); esto debido principalmente al mayor consumo indirecto de electricidad, originado por el mayor uso de artefactos eléctricos en el hogar y la vida diaria (computadoras, celulares, tablets, etc). Al mismo tiempo, en los últimos 4 años, los hogares, tanto urbanos como rurales, han incrementado el consumo de electricidad en 13% y 3%, respectivamente.
- La población peruana se está urbanizando: del año 2000 al 2017 ha pasado de representar un 68% a un 78% (17.6 a 24.7 millones de habitantes), y la población rural está decreciendo, pasando de representar un 32% a un 22% (de 8.3 a 7 millones de habitantes).
- Según la guía de negocios al 2030 de Ernest & Young, se proyecta tener el 99% de acceso a electricidad en el Perú.

4. Aspecto Tecnológico

- La importación de vehículos a electricidad: se ha iniciado con las pruebas de algunos vehículos para uso de la minería y transporte público, actualmente el gobierno viene trabajando en el proyecto de ley para impulsar la compra y uso de estos vehículos para uso masivo, así como las cargas en estaciones autorizadas.
- La iluminación LED hace que los usuarios utilicen menos cantidad de electricidad, tanto a nivel de alumbrado público, oficinas, hogares y centros de labores.

5. Aspecto Ecológico

- El mayor uso de las fuentes de energía renovables hace que la generación de electricidad tenga un costo óptimo, afectando el ambiente en menor medida.
- La mayor rigurosidad de parte del Ministerio de Ambiente a través del SENACE (Servicio Nacional de Certificación Ambiental) hace que las empresas tengan mayor inversión para que los proyectos de inversión se aprueben.

6. Aspecto Legal

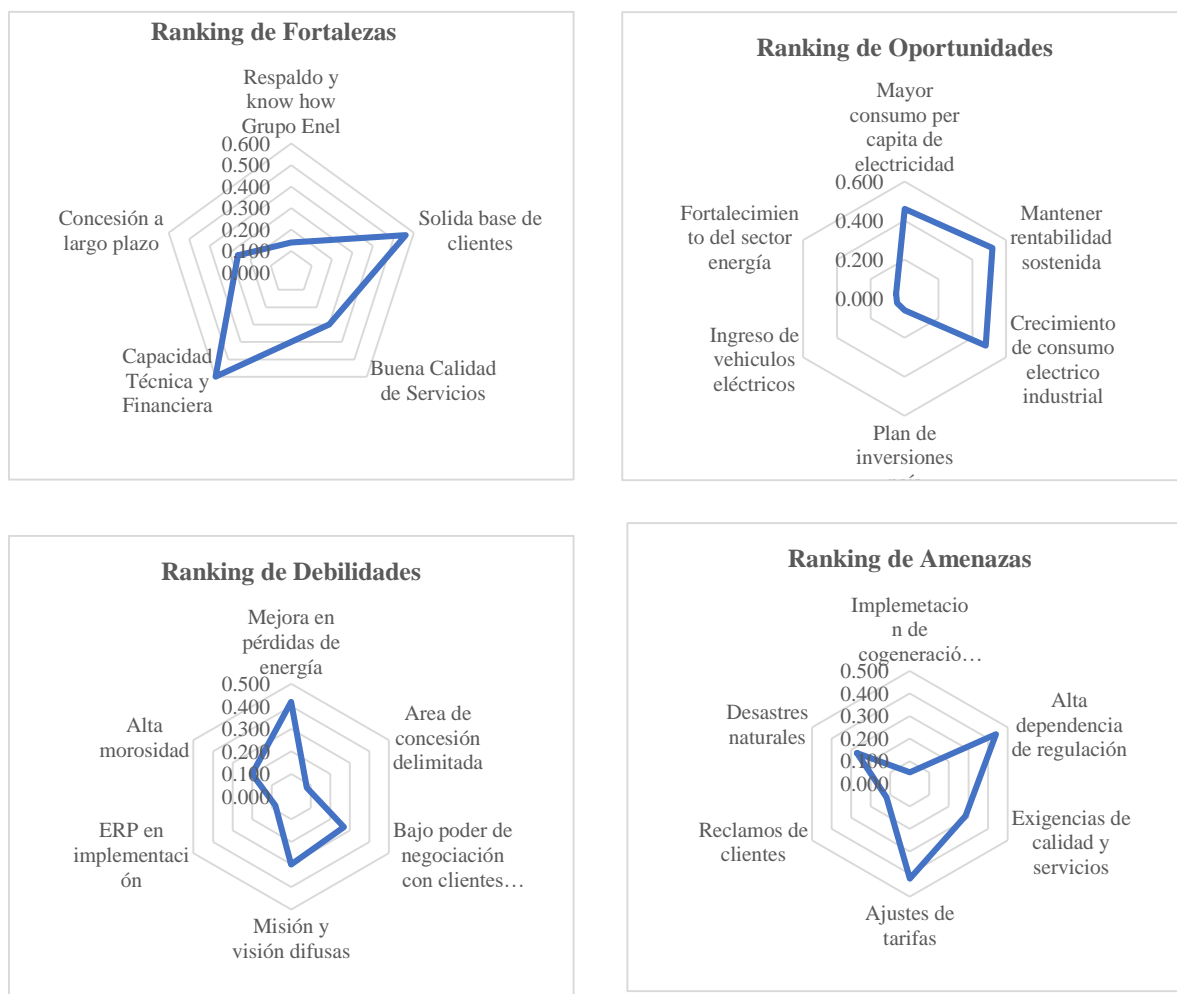
- Cambios en las tarifas de electricidad: en noviembre de 2018 Osinerming publicó la nueva tarifa de electricidad para Lima e Ica, en la que existe una disminución en el precio de distribución de la electricidad.
- Nuevas normativas sobre tarifas eléctricas que cambia la forma de calcularlas.
- A largo plazo, las nuevas normativas sobre vehículos eléctricos harían que el parque automotor de Lima cambie; para ello, es necesaria la inversión en infraestructura de carga rápida de baterías de vehículos, posteriormente en las principales ciudades del país.

¹² A agosto 2019, mediana de 19 entidades entre ellas: bancos de inversión, asesores de inversión y clasificadoras de riesgo. Similar al BCRP a Junio 2019

¹³ Class y Asociados, Clasificación de Riesgo de Luz del Sur SAA

Anexo 5. Análisis FODA - Matriz EFI y EFE

Para tener una mejor comprensión de la posición competitiva de Enel Distribución dentro de su sector, se realizó el análisis FODA cualitativo, determinando las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas. A continuación, se realizó el análisis cuantitativo, dándole una puntuación a cada uno de los factores analizados, asignando un peso entre 0,0 (poco probable) hasta 1,0 (muy probable) a cada factor, en función a la probabilidad de ocurrencia; asimismo, se asigna una calificación entre 1 y 4, en orden de importancia, donde el 1 es bajo y el 4 es alto, en función del impacto que la ocurrencia puede tener en la empresa. En los siguientes gráficos se observa el resumen de acuerdo con los pesos ponderados antes indicados:



Fuente: Memorias Anuales 2014 - 2018
Elaboración propia (2019)

Con dicha información se ha elaborado la Matriz de Evaluación de los Factores Internos (Matriz EFI) y Matriz de Evaluación de los Factores Externos (Matriz EFE), con el objetivo de conocer y determinar las estrategias que se deben aplicar. El resumen de los resultados se muestra en el siguiente cuadro:

MATRIZ EFI				
Fortalezas		Peso	Calificación	Ponderación
F1	Respaldo y <i>know how</i> del grupo Enel, que le permite tener acceso al conocimiento del sector energía a nivel internacional, nuevas tendencias, desarrollo tecnológico y macroambiente.	0,070	2	0,140
F2	Sólida base de clientes en su zona de concesión: residenciales; clientes institucionales (Estado); y clientes libres con quienes tiene contratos de mediano y largo plazo (3 a 10 años de vigencia).	0,140	4	0,560
F3	Calidad de Servicio. Los indicadores de Frecuencia de Interrupción Promedio por Cliente (SAIFI) y Tiempo de Interrupción Promedio por Cliente (SAIDI) se encuentra entre los dos mejores del Perú.	0,150	2	0,300
F4	Capacidad técnica y financiera que le permite solventar proyectos de inversión en transmisión y distribución.	0,150	4	0,600
F5	Contratos de concesión a largo plazo indefinido	0,065	4	0,260
Debilidades		Peso	Calificación	Ponderación
D1	Falta mejorar controles en pérdidas de energía técnicas (en la transmisión y distribución por el calentamiento natural de equipos y materiales eléctricos que lo componen) y no técnicas (hurtos, consumos no facturados).	0,105	4	0,420
D2	Área de concesión delimitada	0,040	2	0,080
D3	Bajo poder de negociación con cliente regulado con opción a traslado a libres y clientes libres	0,090	3	0,270
D4	No tienen claro cuál es su visión y misión y por tanto las estrategias que implementan no se encuentran alineadas a un objetivo claro.	0,100	3	0,300
D5	Falta implementar procesos importantes, como por ejemplo el sistema (ERP) denominado Evolution for Energy (E4E), el cual simplificará sus procesos bajo una metodología de mejora en la trazabilidad, eficiencia y la seguridad de la información, el cual mejorará en forma completa la cadena de valor a nivel corporativo.	0,040	2	0,080
D6	Alto nivel de morosidad (17% sobre cuentas por cobrar)	0,050	4	0,200

MATRIZ EFE				
Oportunidades		Peso	Calificación	Ponderación
O1	A nivel de clientes residenciales (regulados) hay un incremento consumo per cápita de electricidad, mayor uso de artefactos eléctricos. Asimismo, de acuerdo con el PLAM al 2035 para Lima y Callao, habrá una mayor urbanización de la población.	0,115	4	0,460
O2	Mantener una rentabilidad sostenida debido a las altas barreras de entrada, ya que la empresa se desenvuelve en un monopolio natural	0,130	4	0,520
O3	A nivel de clientes industriales (libres), crecimiento del consumo eléctrico industrial en base a buenas proyecciones de demanda (escenario económico favorable)	0,120	4	0,480
O4	Plan de inversiones de infraestructura al 2025, brecha: 19% del total país (30MM USD), inversión: (3.9MM USD)	0,030	2	0,060
O5	Ingreso de vehículos eléctricos al país (mediano / largo plazo)	0,045	1	0,045
O6	Fortalecimiento del sector energía según lo establecido en el Plan Energético Nacional 2014 - 2025	0,050	1	0,050
Amenazas		Peso	Calificación	Ponderación
A1	Implementación de sistemas de cogeneración de energía, lo cual representa una amenaza a nivel de clientes libres.	0,050	1	0,050
A2	Alta dependencia de regulación gubernamental	0,110	4	0,440
A3	Marco regulatorio cada vez más exigente en normas de calidad de suministro y servicio comercial	0,095	3	0,285
A4	Ajustes de tarifas que pueden corresponder a criterios políticos y no técnicos (marco regulatorio con procesos tarifarios con tendencia a la baja para clientes residenciales y al alza para clientes libres)	0,105	4	0,420
A5	Factor social: clientes mejor informados (reclamos a INDECOPI, multas, etc)	0,060	2	0,120
A6	Desastres naturales que pudieran darse en el país y afecten la infraestructura así como la economía del país.	0,090	3	0,270

Las estrategias obtenidas se detallan a continuación:

La estrategia FO: Fortalezas – Oportunidades (estrategia ofensiva). Las oportunidades que se presentan en la industria están asociadas a mantener una rentabilidad sostenible en el largo plazo, producto del constante crecimiento del consumo eléctrico, así como por la barrera natural de entrada que existe para acceder al mercado de energía gracias al monopolio natural en el que se desenvuelve la compañía; además, a nivel de clientes residenciales (regulados) hay un incremento consumo per cápita de electricidad (mayor uso de artefactos eléctricos). Asimismo, de acuerdo con el PLAM al 2035 para Lima y Callao, habrá una mayor urbanización de la población.

Estas oportunidades pueden aprovecharse gracias a las fortalezas más relevantes con las que cuenta Enel Distribución, asociadas a la capacidad técnica y financiera que le permiten invertir, mantener y operar redes y equipos para suministrar el servicio; así como la sólida base de clientes en su zona de concesión: residenciales, clientes institucionales (Estado) y clientes libres con quienes tiene contratos de mediano y largo plazo (3 a 10 años de vigencia). Estas fortalezas le permitirán cumplir con los objetivos respecto a una rentabilidad futura. El hecho de pertenecer a un grupo económico importante, si bien es una fortaleza importante, no resulta crítica para tomar ventaja de las oportunidades que ofrece el mercado.

La Estrategia FA: Fortalezas – Amenazas (estrategia reactiva). Una de las principales amenazas es el marco regulatorio. Debido a que las tarifas son impuestas por el ente regulador, éste puede realizar ajustes de tarifas que pueden corresponder más a criterios políticos que técnicos. En este entorno se observa que el marco regulatorio y fiscalizador es cada vez más exigente en normas de calidad de suministro y servicio comercial.

Otra amenaza es la posibilidad de enfrentar posibles problemas de liquidez por tener que invertir en gastos de mantenimiento y reparación, o por pérdidas de energía producto de desastres naturales, las cuáles serían afrontadas con las mismas fortalezas que utiliza para aprovechar las oportunidades del sector, es decir, la buena capacidad técnica y financiera.

La estrategia DO: Debilidades - Oportunidades (estrategia adaptativa). La falta de implementación de mejores controles para pérdidas de energía técnicas (en la transmisión y distribución de la energía eléctrica por el calentamiento natural de equipos y materiales eléctricos que lo componen) y no técnicas (hurtos, consumos no facturados), así como el bajo poder de negociación con cliente regulado con opción a traslado a libres y clientes libres, entre otros, ponen en riesgo la eficiencia operacional de la empresa así como la oportunidad de aprovechar la rentabilidad que ofrece el mercado.

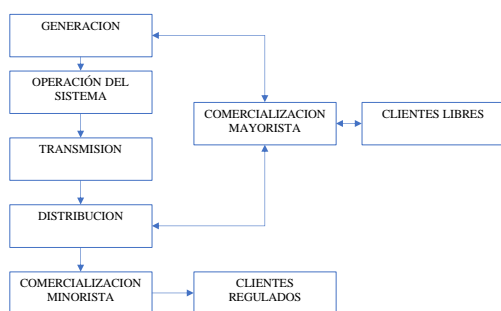
La estrategia DA: Debilidades – Amenazas (estrategia de supervivencia). Se tiene nuevas tarifas desde noviembre 2018 hasta octubre de 2022, publicadas por Osinergmin para Lima, Callao e Ica, cuya reducción es aproximadamente de 4,3%; por otro lado, en la actualidad el Congreso de la República está revisando un proyecto de ley que busca modificar los costos de producción de las centrales generadoras de electricidad, lo cual ha generado diversas opiniones en el sector por la afectación a la tarifa del usuario final. Estos problemas activan las amenazas ya que los ajustes de tarifas pueden corresponder más a criterios políticos que técnicos.

Una de las debilidades importantes, que podría potenciar la amenaza de rentabilidad y por lo tanto debe ser revisada y evaluada por parte de la empresa, es que ésta no tiene claro cuál es su visión y misión; por ello las estrategias que implementan no se encuentran alineadas a un objetivo claro; además, realizan diversas actividades de manera aislada y no orientadas a conseguir un objetivo único que marque y/o delimite sus acciones; también debe controlar y disminuir las pérdidas de energía y el nivel de clientes morosos, ya que todas estas debilidades en su conjunto afectan directamente la rentabilidad de manera significativa.

Anexo 6. Descripción de la industria

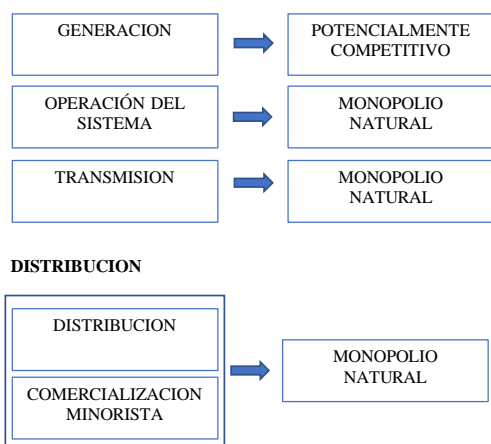
En el año 1992, se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) que reformó el sector eléctrico peruano, dividiendo las actividades en: generación, transmisión, distribución y comercialización, para lo cual el Estado entregó autorizaciones y concesiones a empresas privadas. Como resultado de esta reforma, diversas entidades públicas participan en el sector con funciones normativas, reguladoras y de fijación de precios, como son: MINEM¹⁴ (dicta las políticas energéticas del país); COES¹⁵ (opera el sistema eléctrico peruano, administrándolo y planificándolo para garantizar la seguridad y calidad del abastecimiento); OSINERGMIN¹⁶ (entidad pública que regula y supervisa el cumplimiento de las normas por parte de las empresas que operan en el sector).

El sector eléctrico, a diferencia de otros sectores, tiene características particulares (técnicas y económicas), entre las cuáles se pueden destacar, principalmente: i) No es posible almacenar la energía eléctrica a gran escala con costos viables; ii) La energía es una demanda derivada de necesidades de distintos agentes económicos (es fuente de energía que permite que equipos eléctricos trabajen); y, iii) Es fuente de energía secundaria (se genera a partir de otras fuentes de energía primaria, como son, el carbón, petróleo, etc). Tamayo, Salvador, & Vásquez (2016). El siguiente gráfico resume las actividades del sector eléctrico peruano:



Fuente y elaboración: Tamayo, Salvador & Vásquez (2016)

Los estudios realizados por OSINERGMIN señalan que la generación eléctrica es libre, por lo que se considera altamente competitivo, pero en las actividades de transmisión y distribución se presentan como monopolio natural, encontrándose altos costos de inversión y economías de escala; asimismo, en estas actividades se presenta una regulación más rigurosa. En el siguiente gráfico se muestra la separación de actividades del sector eléctrico:



Fuente y elaboración: Tamayo, Salvador & Vásquez (2016)

¹⁴ Ministerio de Energía y Minas

¹⁵ Comité de Operación Económica del Sistema

¹⁶ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Las principales distribuidoras eléctricas son: LDS, Edelnor, Edecañete y Electro Ucayali. LDS tiene una concesión para brindar servicios en el sur-este de Lima, aproximadamente 3.000 km² (30 distritos). Edelnor tiene una concesión del norte de Lima; además, las provincias de Callao, Huaura, Huaral, Barranca, Oyon; aproximadamente 2.440 km². Edecañete, ubicada al sur de Lima, con una concesión de 900 km². Electro Ucayali tiene una concesión de 102.400 km² en la región Ucayali, que incluyen 3 sistemas eléctricos en las provincias de Coronel Portillo, Padre Abad y Atalaya.

En cuanto al tipo de usuario, el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N°022-2009-EM, los define de la siguiente manera:

Tipo de cliente	Demanda
Cientes libres: no están sujetos a la regulación de precios por la energía y potencia que consumen, lo que les permite negociar estos precios directamente con una empresa generadora o distribuidora.	> 2500 kW
Cliente potencialmente libre: pueden optar por elegir entre la condición de usuario regulado o usuario libre, conforme a las condiciones establecidas en la normativa correspondiente.	> 200 kW y ≤ 2500kW
Cliente regulado: usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.	≤ 200kW

Fuente: D.S. N° 022-2009-EM

Elaboración propia (2019)

Anexo 7. Análisis cinco fuerzas de Porter por tipo de cliente

ANÁLISIS PORTER CLIENTES REGULADOS		
Fuerza	Intensidad	Condiciones del sector
Amenazas de nuevos competidores	Insignificante	<p>Enel Distribución cuenta con dos concesiones definitivas de distribución de electricidad, dos concesiones definitivas de transmisión de electricidad y una autorización para desarrollar actividades de generación, otorgadas por el Estado peruano, todas con plazo indefinido.</p> <p>La actividad de distribución eléctrica tiene características de monopolio natural, ello debido a la enorme inversión de capital requerida para establecer su propia infraestructura que sirve como una barrera importante para la entrada.</p> <p>La amenaza de sustitutos es aún muy baja, si bien todavía no se tienen sustitutos importantes para la energía que se utiliza a través del SEIN, si es importante destacar que existen innovaciones tecnológicas basadas en energías renovables, además del apoyo del Estado para impulsar la generación de energías renovables (convencionales y no convencionales).</p>
Amenaza de productos sustitutos	Baja	<p>Los clientes regulados son aquellos cuyos niveles de consumo con potencia contratada es menor a 0,2 MW (No hay rango optativo). Se encuentran sujetos a regulación de precios, el cual es establecido por OSINERGMIN a través del procedimiento a Tarifas en barra.</p> <p>Dadas las características de la actividad de distribución y comercialización que se desarrollan en un mercado de monopolio natural, además los precios son regulados, los clientes regulados no pueden elegir otra alternativa. Además, se encuentran muy atomizados y no tienen ningún acceso a sustitutos eficientes.</p>
Poder de negociación de los clientes	Insignificante	<p>Enel Distribución adquiere la energía que distribuye de empresas generadoras que pertenecen al SEIN, como son: Enel Generación Perú, Engie Energía Perú, Kallpa, entre otras. La adquisición de la energía que distribuyen se realiza a través de licitaciones de contratos de compra de potencia y de energía, por una capacidad determinada para asegurar el desarrollo eficiente de la generación, los cuales se efectúa a plazos entre 1 y 12 años. En este contexto, las empresas distribuidoras están obligadas a iniciar una subasta o licitación de compra de energía a las generadoras para poder cubrir su demanda, proceso que es supervisado por OSINERGMIN</p>
Poder de negociación de los proveedores	Significativa	<p>Si bien, Enel Distribución adquiere energía de una empresa vinculada como es Enel Generación Perú; es importante destacar que para el 2018 su principal proveedor fue Kallpa (32%), seguido por Enel Generación Perú (27,1%), y Engie (16%), por tanto, hemos considerado que el poder de negociación de las empresas generadoras es significativo dentro del proceso de licitación de suministro, podrían incluso no presentarse a la licitación.</p>
Rivalidad entre competidores	Insignificante	<p>Dado que los clientes regulados sólo pueden adquirir energía eléctrica a la empresa concesionaria del ámbito geográfico donde se encuentran, la amenaza de rivalidad entre competidores es baja.</p>

ANÁLISIS PORTER CLIENTES LIBRES		
Fuerza	Intensidad	Condiciones del sector
Amenazas de nuevos competidores	Insignificante	<p>Enel Distribución cuenta con dos concesiones definitivas de distribución de electricidad, dos concesiones definitivas de transmisión de electricidad y una autorización para desarrollar actividades de generación, otorgadas por el Estado peruano, todas con plazo indefinido.</p> <p>La actividad de distribución eléctrica tiene características de monopolio natural, ello debido a la enorme inversión de capital requerida para establecer su propia infraestructura que sirve como una barrera importante para la entrada.</p>
Amenaza de productos sustitutos	Baja	<p>La amenaza de sustitutos es aún muy baja, si bien todavía no se tienen sustitutos importantes para la energía que se utiliza a través del SEIN, si es importante destacar que existen innovaciones tecnológicas basadas en energías renovables, además del apoyo del Estado para impulsar la generación de energías renovables (convencionales y no convencionales).</p>
Poder de negociación de los clientes	Alta	<p>Los clientes libres son aquellos clientes que se encuentran conectados al SEIN y cuya potencia contratada es igual o superior a 0,2 MW (Rango Optativo: Entre 0,2 y 2,5 MW). Al no estar sujetos a regulación de precios por la energía y la potencia que consumen, pueden negociar el precio que pagan por su suministro directamente con el suministrador.</p> <p>Los clientes libres tienen un mayor poder de negociación ya que pueden optar por comprar energía a otras distribuidoras o incluso directamente a las generadoras. En el caso de Enel, para el 2018 las ventas a clientes libres representaron el 15,28% del total de la energía facturada.</p>
Poder de negociación de los proveedores	Significativa	<p>Las empresas distribuidoras, como es el caso de Enel Distribución está obligada a iniciar una subasta o licitación de compra de energía a las generadoras para poder cubrir su demanda, proceso que es supervisado por OSINERGMIN.</p> <p>En ese sentido, el poder de negociación de las empresas generadoras es alto dentro del proceso de licitación de suministro, podrían incluso no presentarse a la licitación. A diciembre 2018, los principales proveedores de energía de Enel Distribución Perú fueron: Kallpa (32%) Enel Generación Perú (27,1%), y Engie (16%).</p>
Rivalidad entre competidores	Significativa	<p>Dado que los clientes libres no están sujetos al régimen de regulación de precios por energía y potencia que consumen, la rivalidad entre competidores en este segmento se da no sólo a nivel de distribuidoras sino también generadoras, pues todos pueden negociar los precios para renovar contratos y captar clientes potencialmente libres del mercado regulado.</p>

Fuente y elaboración propia (2019)

Anexo 8. Modelo Canvas

Organización		Oferta	Clientes	
<u>Alianzas de Negocios</u>	<u>Actividades Clave</u>	<u>Propuesta de valor</u>	<u>Relaciones con clientes</u>	<u>Segmentos de mercado</u>
Proveedores de electricidad: generadoras. Proveedores de servicios terceros y contratistas: seguridad, atención, servicios varios. Accionistas Bancos Bonistas SEIN OSINERGMIN COES	Gestión de proveedores y aseguramiento de calidad para la logística de entrada, operaciones y logística de salida. <u>Recursos Claves</u> Físicos: subestaciones eléctricas, redes de transmisión de MT y BT Económicos: liquidez, líneas de crédito Humano: personal especializado.	Proveer más energía a más peruanos, brindando un servicio eléctrico continuo, seguro y eficiente.	Clientes grandes: ejecutivos especializados para asesorar clientes institucionales y libres. Clientes regulados: desarrollo herramientas de contacto: aplicaciones. <u>Canales de distribución</u> A través de los centros de atención. La compañía cuenta con 11 centros de servicios y 2 centros de pagos.	Hay 3 tipos, en función a la demanda máxima anual: usuario regulado (<200Kw), usuario que puede elegir entre régimen libre o regulado (200 Kw - 2500 Kw) y usuario libre (>2500Kw). También se les puede dividir de acuerdo al uso de la electricidad: residenciales, comerciales e industriales.
<u>Estructura de costos</u>		<u>Fuentes de ingresos</u>		
Compra de electricidad a generadoras (terceras y relacionada). Servicio de terceros y contratistas. Gastos de personal. Depreciación de activos (redes de MT y BT, y SET).		Precios son regulados para la venta del servicio a clientes que pertenecen a ese régimen (<200 Kw). Los clientes libres pagan precios de acuerdo a la dinámica económica del mercado (oferta/demanda).		
Finanzas				

Fuente: Osterwalder & Pigneur (2011)

Elaboración propia (2019)

El modelo busca responder las preguntas: qué, cómo, para quien y cuanto, y de ese modo poder explicar la forma en que una compañía entrega valor a sus clientes.

¿Qué?

¿Qué necesidades estamos satisfaciendo? Se está entregando electricidad para el consumo indirecto de los consumidores/clientes. Los clientes utilizan el servicio de energía eléctrica para poder utilizar artefactos y equipos que trabajan solo conectados a una corriente eléctrica.

¿Qué problema estamos ayudando a resolver? En caso de los clientes regulados, a través de la electricidad logran operar equipos que facilitan su vida diaria; en cuanto a los clientes libres, estos requieren la electricidad para operar equipos que son imprescindibles para operar sus empresas.

¿Cómo?

¿Qué recursos clave requiere nuestra propuesta de valor? Físicos: subestaciones eléctricas, redes de transmisión de MT y BT. Económicos: liquidez, líneas de crédito. Humano: personal especializado.

¿Y nuestras actividades clave? Aseguramiento de calidad del servicio, red de distribución y gestión de proveedores.

¿Su calidad es adecuada? Sí, para asegurar mantener la concesión indefinida es necesario cumplir con los altos requerimientos de calidad definidos por los entes reguladores.

¿Su cantidad es suficiente? Hay una sobreoferta actual en el sector eléctrico peruano.

¿Para quién?

¿Para quién estamos creando la propuesta de valor? Hay 3 tipos, en función a la demanda máxima anual: usuario regulado (<200Kw), usuario que puede elegir entre régimen libre o regulado (200 Kw - 2500 Kw) y usuario libre (>2500Kw).

También se les puede dividir de acuerdo con el uso de la electricidad: residenciales, comerciales e industriales.

¿Quiénes son nuestros clientes más importantes? Los clientes regulados, representan el 87% del total de clientes.

¿Cuáles son los clientes más rentables? Los clientes más rentables son los regulados ya que los precios son regulados y no se rigen por el equilibrio del mercado, a diferencia de los precios para los clientes libres que sí se benefician por el efecto de la sobreoferta.

¿A través de que canales prefiere ser atendido cada segmento de clientes? En cuanto a canales de entrega del servicio, este se realiza por medio de redes de transmisión y distribución que parte de subestaciones eléctricas.

A nivel de canales de comunicación, los clientes regulados prefieren canales telefónicos y personales, actualmente también se espera tener un soporte web. Los clientes libres a través de un ejecutivo de contacto directo ante cualquier consulta.

¿Con qué?

¿Actualmente cómo paga cada segmento de clientes? Precios son regulados para la venta del servicio a clientes que pertenecen a ese régimen (<200 Kw). Los clientes libres pagan precios de acuerdo con la dinámica económica del mercado (oferta/demanda).

¿Cuáles son los costes más importantes en nuestro modelo de negocio? Compra de electricidad a generadoras (terceras y relacionada), servicio de terceros y contratistas, gastos de personal.

Depreciación de activos (redes de MT y BT, y SET).

¿Qué parte de la estructura tiene mayor coste? La compra de electricidad a generadoras.

Anexo 9. Matriz de estrategias Enel Distribución

En función de las herramientas analizadas, se ha realizado la siguiente matriz:

Matriz de Estrategias - Enel Distribución			
Estrategia	Principales drivers	Principales estrategias vigente y/o en proceso	Principales Supuesto para la proyección
Fortaleza - Oportunidades	<ul style="list-style-type: none"> Crecimiento del consumo eléctrico industrial De acuerdo al PLAM al 2035 para Lima y Callao, habrá una mayor urbanización de la población A nivel de clientes residenciales (regulados) hay un incremento consumo per cápita de electricidad (mayor uso de Barrera natural de entrada (monopolio natural) Capacidad técnica y financiera que le permiten poder invertir, mantener y operar las redes y equipos necesarios para suministrar el servicio Sólida base de clientes en su zona de concesión: residenciales; clientes institucionales (Estado) y clientes libres con quienes tiene contratos de mediano y largo plazo (3 a 10 años de vigencia) 	<ul style="list-style-type: none"> Estrategia comercial para hacer frente a la caída de ventas a clientes regulados de media tensión, con el incremento de las ventas a clientes libres, lo que le permitió lograr incremento en ingresos de 3,7% Instalación de medidores para la detección de hurto de energía Digitalización de redes y transformación digital (recibo electrónico) Dotación de seguridad en las instalaciones. Mejora en la infraestructura destinadas a la reducción de pérdidas comerciales Contratos de suministro de energía para el mercado regulado hasta el 2021 Inversión de más de 465 millones de soles, concentrándose principalmente en la ampliación de subestaciones y líneas de transmisión y en el refuerzo de las redes de media y baja tensión Campañas de cobranza y facilidades de pago Capex en intangibles (CRM y ERP) Pólizas de seguros (activos y reclamaciones) 	<ul style="list-style-type: none"> Ventas: en función de: a) Cantidad en MWh proyectada en correlación con el PBI real, tiene un CAGR proyectado de 3,2%; y b) Precio en PEN/MWh considerando la inflación y tipo de cambio USD/PEN, tiene un CAGR proyectado de 2,6%. Proyección de costos en función del tipo (fijo y variable), para lo cual se ha usado el costo del año 2018 (69,3%) teniendo en cuenta que debe mantener y operar las redes y equipos en buen estado para cumplir con su propuesta de valor. Compras en relación con el costo de ventas. Se mantiene la relación respecto a que el 92% del costo corresponde a la compra de energía eléctrica. Capex: Se ha mantenido el porcentaje de inversión en el principal rubro: Maquinaria y Equipo (medidores inteligentes, instalación de luminarias LED en vía pública, etc), con un promedio de inversión neta para los 10 años proyectados de S/460.500 miles. Para la proyección de adiciones se ha utilizado el promedio de los últimos 5 años, de 6,3% en relación con las ventas en MWh. Capex en intangibles: la proyección considera mantener las inversiones en softwares y transformación digital, por ello se ha mantenido el promedio de los últimos cinco años, en S/26.034 miles
Amenazas - Debilidades	<ul style="list-style-type: none"> Alta dependencia del marco regulatorio Desastres naturales que pueden afectar la infraestructura, generando gastos elevados de mantenimiento y reparación, posibles problemas de incobrabilidad y liquidez Pérdidas técnicas (en transmisión y distribución) y no técnicas (robos) 		

CADENA DE VALOR

Dentro de las actividades primarias de Enel Distribución destaca la compra de la energía eléctrica a las empresas generadoras. La distribución se realiza a través de sus más de 29.000 km de redes eléctricas de alta, media y baja tensión. Para las actividades de apoyo, la compañía se enfoca en invertir en tecnología para la detección de hurto y digitalización orientada a la satisfacción al cliente.

PESTEL:

- Política: Inestabilidad política
- Económico: Estimado PBI Electricidad y Agua es 4% para 2019 y 2020
- Social: + consumo per cápita en 5,7% de electricidad; urbanización de la zona de concesión
- Legal: Cambios en las tarifas eléctricas

CANVAS (Propuesta de valor):

Entregar energía brindando un servicio eléctrico continuo, seguro y de calidad. La empresa tiene como actividades clave el aseguramiento de calidad del servicio, la red de distribución y la gestión de proveedores

Elaboración propia (2019)

Anexo 10. Marco teórico para la selección de empresas comparables

A continuación, se detalla el marco teórico bajo el cual se definieron las empresas comparables a considerar en el análisis operativo y financiero como en la valorización por múltiplos.

Bajo la supervisión del profesor Pablo Fernández, Badenes y Santos (1999) detallan los «factores relevantes que se deben tener en cuenta para la selección de compañías comparables:

- Deben ser compañías cotizadas en bolsa
- Deben realizar la misma actividad que la empresa objetivo
- Deben tener un mismo “mix” de negocio y/o productos
- Ser de un mismo país o región y/o operar en una misma zona geográfica
- Tener un tamaño similar (no es aconsejable tomar como comparables a empresas con un volumen de ventas o unos beneficios inferiores en un 50% al de la empresa objetivo)
- Tener unas mismas perspectivas de crecimiento de beneficios
- Tener un equipo de dirección de categoría similar
- Tener una rentabilidad similar
- Tener una posición competitiva equivalente
- Tener el mismo grado de integración vertical (activos)
- Tener una estructura y volumen de gastos de I+D y marketing similares»

Es importante precisar que, según los autores, los factores antes mencionados son referenciales pues no siempre se encontraran compañías que cumplan con todos y cada uno de ellos.

Asimismo, el CFA Institute (2015) detalla una lista con los pasos para la selección de las empresas pares o comparables:

- Revisar los reportes anuales donde se mencionan a los principales competidores
- Examinar la clasificación comercial de las industrias
- Revisar publicaciones de la industria donde se analizan a los principales competidores
- Confirmar que el principal giro de las empresas comparables es similar al de la compañía en análisis

En cuanto a los ratios o múltiplos más utilizados en la práctica para determinar a una empresa como comparable, de acuerdo con los autores antes citados, se han escogido los siguientes:

Abreviatura	Significado en inglés	Significado en español
PER	Price earning ratio	Ratio precio / beneficio
EV/EBITDA	Enterprise value to EBITDA	Valor empresa / EBITDA

Fuente: Badenes & Santos (1999)

Elaboración propia (2019)

Las principales consideraciones para la selección de empresas comparables con Enel Distribución han sido: a) Empresas del sector distribución de energía eléctrica y que coticen en bolsa y distribuyan utilidades; b) Empresas privadas (se excluyen las empresas que brindan el mismo servicio, pero son del Estado); y c) Empresas que se encuentren en la misma región.

El siguiente cuadro contiene información sobre las principales empresas de distribución de Latinoamérica:

Nombre	País	Actividad	Empresa privada	Cotiza en bolsa
Enel Distribucion Chile S.A.	Chile	Distribución	SI	SI
CPFL Energia S.A.	Brasil	Distribución	SI	SI
Light S.A.	Brasil	Distribución	SI	SI
Energias do Brasil S.A.	Brasil	Distribución	SI	SI
Electrocaribe	Colombia	Distribución	NO	NO
Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. –DISPAC	Colombia	Distribución	NO	NO
Codensa S.A. ESP	Colombia	Distribución	NO	NO
Edesur	Argentina	Distribución	NO	NO
Comisión Federal de Electricidad	México	Distribución	NO	NO
Corporación Eléctrica del Ecuador	Ecuador	Distribución	NO	NO
Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas - UTE	Uruguay	Distribución	NO	NO

Fuente: Informes financieros
Elaboración propia (2019)

Del análisis líneas arriba, se descartó LDS como comparable a nivel de valor o respecto al beta, ya que se encuentra en un mercado ilíquido y poco profundo, escogiéndose las empresas comparables que se muestran en la Tabla siguiente:

Nombre	Mg Bruto	Mg Neto	Mg EBITDA
Enel Distribución Chile SA	22,80%	9,80%	15,60%
CPFL Energía S.A.	25,00%	7,80%	19,60%
Light SA	22,90%	1,40%	13,40%
Energias do Brasil SA	18,80%	7,90%	18,00%

Fuente: Bloomberg
Elaboración propia (2019)

Teniendo en consideración que, de acuerdo a Fernández (2015), para empresas del sector de “*utilities*”, uno de los múltiplos más utilizado es el PER, se ha realizado un comparativo del cálculo de los múltiplos de las empresas comparables antes mencionadas, según se muestra a continuación:

Empresa comparable	PER (veces)	EV/EBITDA (veces)
CPFL Energia S.A. (CPFE3.S.A.)	19,09	9,51
Light SA (LIGT3)	26,26	6,35
ENERGIAS DO BRASIL S.A.	8,41	5,23
Enel Chile	13,00	9,18

Mediana	16,0x	7,8x
Mínimo	8,4x	5,2x
Máximo	26,3x	9,5x

Fuente: Bloomberg
Elaboración propia (2019)

Del cálculo realizado se concluye que las empresas escogidas son comparables con Enel Distribución, ya que al estar dentro del mismo subsector de distribución de energía (*utilities*) en la región latinoamericana y ser empresas privadas tienen márgenes, tamaños y ratios muy similares a Enel Distribución.

Anexo 11. Ratios operativos y estructurales

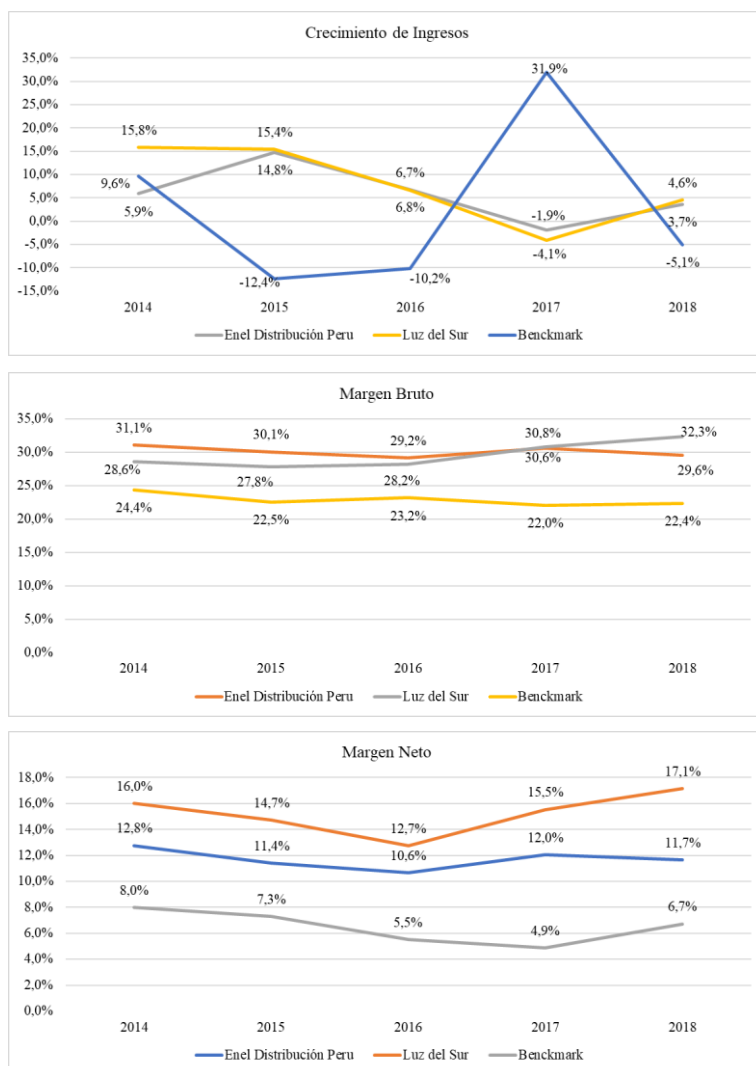
a) Rentabilidad

Enel Distribución presentó un crecimiento récord en sus ingresos al 2015, principalmente por un incremento en los precios, y en menor medida por una mayor venta física de energía. Igual comportamiento tuvo LDS, mas no así las empresas del *benchmark*. En el 2017, por el contrario, se muestra un decrecimiento de 2% generado por la migración de clientes regulados al mercado libre, donde los precios habían disminuido por la sobreoferta; sin embargo, en el 2018, Enel Distribución ha logrado recuperarse y alcanzar un crecimiento en ventas de 3,7%, 0,9 puntos porcentuales debajo de LDS, y muy por encima del -4,9% del *benchmark*.

Los ingresos de los últimos cinco años han permitido que la compañía obtenga un margen bruto promedio de alrededor del 30%, muy similar al de LDS del 29% y por encima del 23% del *benchmark*, el cual se ve afectado básicamente por la reducción en los ingresos, ya que los costos se han mantenido.

En cuanto al margen neto de Enel Distribución para el año 2018 fue 11,7%, mientras que LDS obtuvo 17,1% y el *benchmark* 6,7%.

A continuación, se muestran las principales ratios antes mencionados



Fuente: Estados Financieros Auditados Enel Distribución 2014 – 2018; LDS 2014 – 2018; Bloomberg. Elaboración propia (2019).

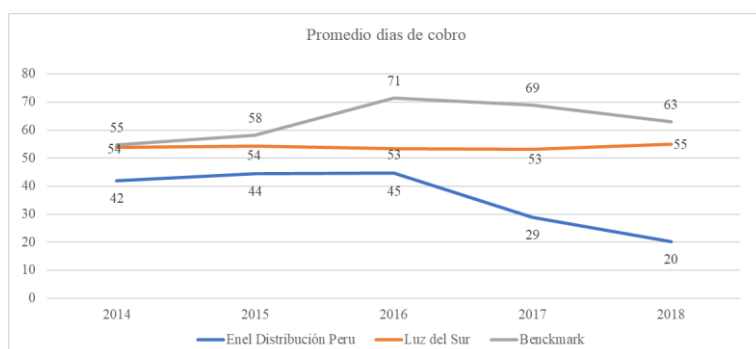
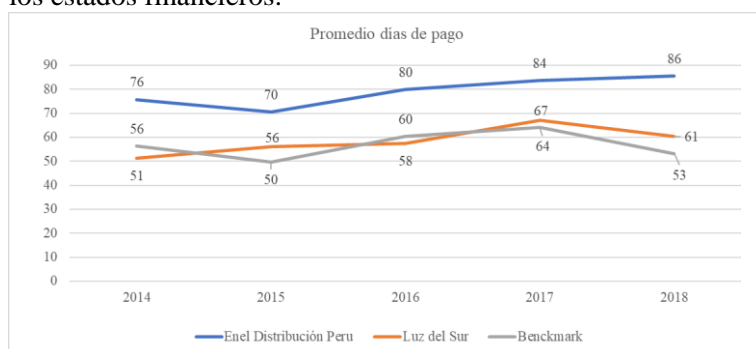
Finalmente, en el siguiente gráfico se muestra la evolución del ROE de Enel Distribución a través del análisis Dupont ampliado, de acuerdo a lo indicado en el Capítulo V:

Análisis Dupont Ampliado	2014	2015	2016	2017	2018
Margen neto = utilidad neta / ventas	12,77%	11,39%	10,65%	12,05%	11,65%
Rotación de activos = ventas / activos	67,13%	73,12%	69,83%	66,27%	65,99%
Multiplicador del capital (MC)= activos / patrimonio	2,56	2,48	2,48	2,26	2,13
ROE	21,96%	20,66%	18,40%	18,05%	16,36%

Elaboración propia (2019).

b) Gestión

El periodo medio de cobro de la compañía es de 20 días, gracias a la venta de las cuentas por cobrar a una empresa titularizadora que adquirió el derecho irrevocable de cobro con un valor nominal, que para el 2018 fue de S/ 249.9 millones a una tasa de descuento de 4,2%; por otro lado, tanto LDS como el *benchmark* han permanecido estables los últimos 2 años. En cuanto al periodo medio de pago, si bien no muestra una tendencia uniforme, durante los últimos 5 años se ha mantenido alrededor de 79 días, 21 días más que la tendencia de LDS y 22 más que el *benchmark*. Ambos indicadores se muestran en los siguientes gráficos. No se comenta sobre los niveles de inventarios, ya que la electricidad no se puede almacenar como parte del inventario en los estados financieros.



Fuente: Bloomberg 2014-2019

Elaboración propia (2019)

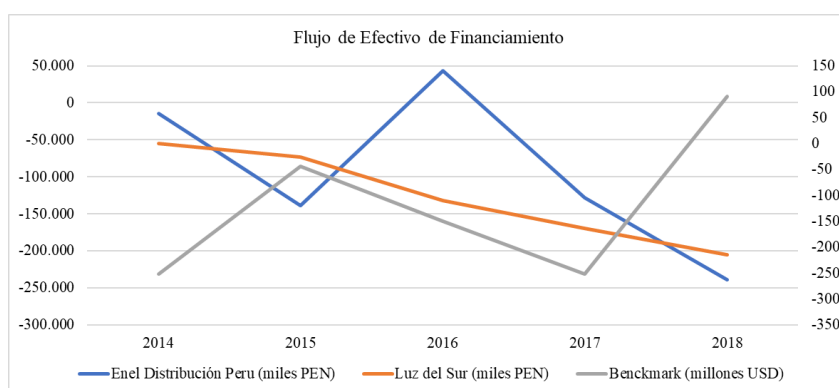
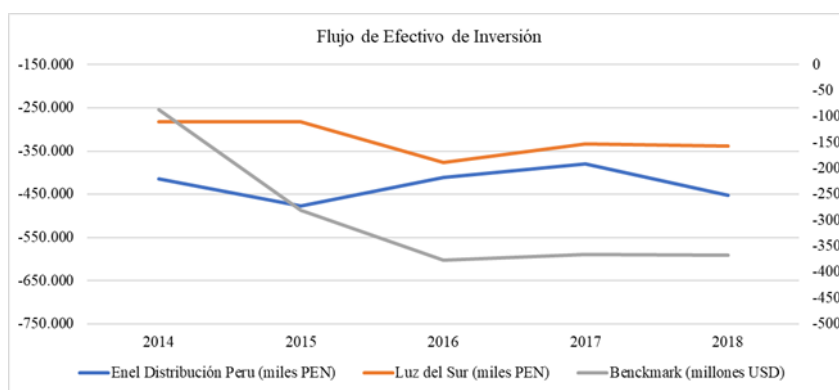
c) Análisis de la generación de efectivo

El flujo de efectivo operativo de Enel Distribución muestra un resultado positivo a lo largo de los últimos 5 años, teniendo como promedio S/ 504 millones, similar a la tendencia de LDS y contrario al *benchmark*, que tiene una tendencia negativa desde el 2016.

El flujo de inversiones muestra un promedio de S/ 426.9 millones, destinados a la inversión de activos fijos e intangibles, muy similar al de LDS. El *benchmark* muestra un incremento en sus inversiones del 2015 al 2016, manteniéndose estable hasta el 2018.

El flujo de financiamiento muestra resultados negativos, excepto en el 2016, explicado porque Enel Distribución obtuvo un mayor financiamiento neto por S/ 261.7 millones y ha pagado dividendos por S/ 739.4 millones durante los últimos 5 años. LDS tiene una tendencia negativa

que demuestra que ha pagado sus deudas; por otro lado, el *benchmark* ha pagado sus deudas del 2014 al 2017 y ha utilizado mayor financiamiento por el menor flujo de efectivo de operación y la inversión realizada. En los siguientes gráficos se muestra la evolución de la generación de los flujos de inversión y financiamiento (el operativo se encuentra detallado en el Capítulo V):



Fuente: Bloomberg 2014-2019
Elaboración propia (2019)

d) Análisis del financiamiento

Enel Distribución tiene deuda financiera con bonistas, bancos y compañías relacionadas. Al 2018 mantiene una deuda de largo plazo (vencimiento junio de 2021) con el Banco de Crédito del Perú a una tasa de 4,16%; con los bonistas, a través de la Bolsa de Valores de Lima, mantiene una deuda de S/ 1.327.9 millones a una tasa promedio ponderado de 6,3% con vencimientos que van desde el año 2019 hasta el año 2038. Los contratos de arrendamientos financieros suman S/ 78.3 millones con tasas desde 4,3% hasta 6,1%. La compañía mantiene su endeudamiento en soles, ya que sus ingresos están en la misma moneda, por lo que no ha requerido de coberturas financieras para el financiamiento.

La deuda por bonos, durante los últimos cinco años, ha representado en promedio el 88%, incluso llegando al 90% en el 2018, conforme se observa en la tabla siguiente:

Bonos emitidos	2018		2017	
	Monto S/ (000)	%	Monto S/ (000)	%
Cuarto programa de bonos corporativos	280.000	21%	280.000	23%
Quinto programa de bonos corporativos	847.905	64%	847.905	69%
Sexto programa de bonos corporativos	200.000	15%	100.000	8%
TOTAL	1.327.905	100%	1.227.905	100%

Programa	Emisión y/o serie	Tasa	Fecha de vencimiento	Monto autorizado y utilizado S/(000)	2018	2017	2016
Cuarto programa de bonos corporativos	Quinta emisión - Serie A	7,438%	Ago-20	30.000	30.000	30.000	30.000
	Cuarta emisión - Serie A	7,031%	Ene-19	20.000	20.000	20.000	20.000
	Novena emisión - Serie A	6,281%	Abr-22	40.000	40.000	40.000	40.000
	Décima primera emisión - Serie A	6,063%	May-32	50.000	50.000	50.000	50.000
	Décima Tercera emisión - Serie A	5,563%	Ago-22	50.000	50.000	50.000	50.000
	Décimo quinta emisión - Serie A	5,000%	Nov-25	40.000	40.000	40.000	40.000
	Décimo segunda emisión - Serie A	5,125%	Ene-33	50.000	50.000	50.000	50.000
	Primera emisión - Serie A	6,75%	Ago-20	50.000	50.000	50.000	50.000
	Quinta emisión - Serie A	7,28%	Ago-38	35.500	35.500	35.500	35.500
	primera emisión - Serie B	6,50%	Nov-20	50.000	50.000	50.000	50.000
Quinto programa de bonos corporativos	octava emisio - Serie A	7,38%	Nov-38	60.000	60.000	60.000	60.000
	Novena emisión - Serie A	6,78%	Abr-21	100.000	100.000	100.000	100.000
	Décima emisión - Serie A	6,34%	Jun-23	60.000	60.000	60.000	60.000
	Décimo primera emisión - Serie A	5,84%	Jun-19	100.000	100.000	100.000	100.000
	Segunda emisión - Serie A	6,34%	Set-24	80.000	80.000	80.000	80.000
	Décimo séptima - Serie A	6,13%	Jul-19	70.000	70.000	70.000	70.000
	Décimo novena - Serie A	8,13%	Mar-29	70.000	70.000	70.000	70.000
	Vigésima - Serie A	6,09%	Jul-23	100.000	100.000	100.000	100.000
	Viegésima primera - Serie A	6,00%	Oct-24	72.405	72.405	72.405	72.405
	Primera emisión - Serie A	5,72%	Nov-25	100.000	100.000	100.000	-
Sexto programa de bonos corporativos	Segunda emisión - Serie A	5,38%	Mar-26	100.000	100.000	-	-
	TOTAL				1.327.905	1.227.905	1.127.905

Fuente: Memoria anual Enel Distribución 2014 - 2018.
Elaboración propia (2019).

Por el lado de los préstamos bancarios, a la fecha la empresa cuenta con el financiamiento que se detalla a continuación:

Banco	Tasa	Vence	Al 2017	Al 2018
Interbank	5,83%	Feb-18	21.000	-
Santader	6,35%	Mar-18	50.000	-
BBVA Continental	5,10%	May-18	15.000	-
BBVA Continental	5,10%	May-18	25.000	-
BBVA Continental	5,10%	May-18	24.000	-
BBVA Continental	5,10%	May-18	25.000	-
BCP	4,16%	Jun-21	-	75.000
TOTAL			160.000	75.000

Fuente: Memoria anual Enel Distribución 2014 - 2018.
Elaboración propia (2019).

e) Finanzas estructurales

➤ Descripción de las políticas de la empresa

En cuanto a la adquisición de energía, producto de las licitaciones públicas para el corto plazo (2018 – 2019) y largo plazo (hasta el 2031), le empresa tiene vigentes 69 contratos de suministro de energía, de los cuales 21 son con compañías del Grupo Enel Perú, con un plazo entre 1 y 12 años. En la misma línea, la empresa tiene un sistema de gestión financiera del circulante, mediante el cual las empresas del grupo optimizan los excedentes de caja mediante la realización de préstamos hasta por USD 200.00 MM.

La política actual de dividendos de la compañía consiste en distribuir dividendos provisionales con cargo a utilidades del ejercicio en curso hasta el 65% de las utilidades provenientes de la operación.

➤ Características de la inversión

Durante los dos últimos años la inversión de la compañía orientada a necesidades de satisfacción de demanda, ha sido de 53% y 49%, respectivamente. Estos cambios fueron originados por la

tendencia en los ingresos de la compañía que presentaron un récord al 2015 con un crecimiento de 15% versus el año anterior; sin embargo, para el 2016 fue de +7%, 2017 de -1% y 2018 +3,7%. En el 2018, se incrementa la inversión debido a la implementación de un nuevo sistema ERP orientado a sostener la transformación digital de la compañía.

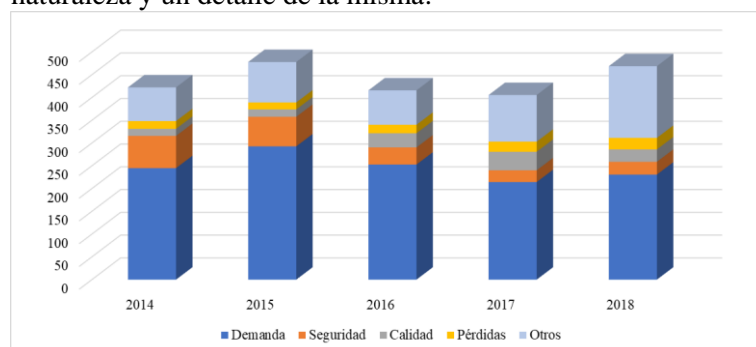
Las inversiones orientadas a la electrificación y ampliación de redes en asentamientos humanos, en el 2018 se redujeron considerablemente de un promedio de S/24 millones a S/9 millones. En la Tabla siguiente se observa la inversión por tipo de activo (expresados miles de soles):

Tipo de activo	2014	2015	2016	2017	2018
Terrenos	4.900	9.667	0	7.985	0
Edificios y otras construcciones	23.140	8.405	17.908	12.481	2.365
Maquinaria y equipo	326.657	423.471	456.519	400.749	341.632
Unidades de transporte	0	0	0	0	0
Muebles y enseres	4.088	2.304	1.402	2.506	1.859
Equipos diversos	949	3.714	2.518	2.792	850
Trabajos en curso	56.348	21.928	-74.004	-51.662	116.246
Inversiones Totales	416.082	469.489	404.343	374.851	462.952

Fuente: Memoria anual Enel Distribución 2014 - 2018.

Elaboración propia (2019)

Asimismo, en los siguientes gráficos se observa el destino de la inversión de acuerdo a su naturaleza y un detalle de la misma:

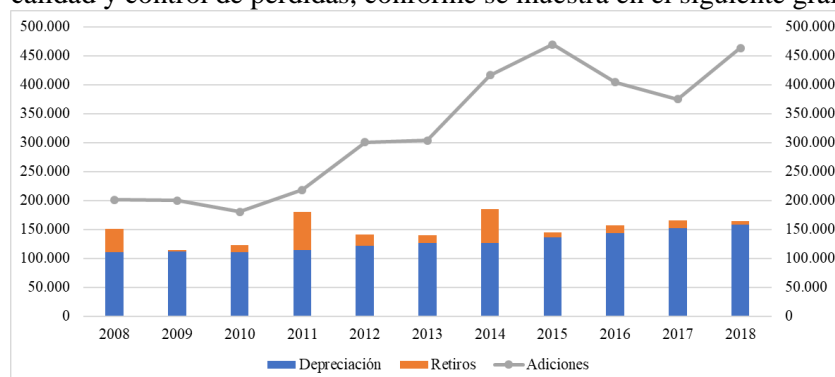


Año	Principales Inversiones	Millones PEN
2018	Ampliación de capacidad en subestaciones de transformación (SET) y líneas de transmisión, incluyendo trabajos para las nuevas SET Comas, Medio Mundo y Bayovar	118,7
	Ampliación y refuerzo de redes de media y baja tensión	56,4
	Ampliación de capacidad en alimentadores de media y baja tensión	11,7
	Atención/electrificación de nuevos proyectos para la ampliación de redes en asentamientos humanos	8,6
	Dotación de mayor seguridad en las instalaciones	28,1
	Mejora en la infraestructura destinada al alumbrado público	8,6
	Inversiones destinadas a la reducción de pérdidas comerciales	25,3
2017	Ampliación de capacidad en subestaciones de transformación (SET) y líneas de transmisión, incluyendo trabajos para la SET Comas, Filadelfia y Malvinas	101,1
	Ampliación y refuerzo de redes de media y baja tensión	67
	Ampliación de capacidad en alimentadores de media y baja tensión	6,6
	Atención/electrificación de nuevos proyectos para la ampliación de redes en asentamientos humanos	17,4
	Dotación de mayor seguridad en las instalaciones	25,8
	Mejora en la infraestructura destinada al alumbrado público	4,1
2016	Inversiones destinadas a la reducción de pérdidas comerciales	22,2
	Ampliación de capacidad en subestaciones de transformación (SET) y líneas de transmisión, incluyendo trabajos para las nuevas SET Malvinas, Filadelfia y Comas	116,4
	Ampliación y refuerzo de redes de media y baja tensión	54,5
	Ampliación de capacidad en alimentadores de media y baja tensión	16,8
	Atención/electrificación de nuevos proyectos para la ampliación de redes en asentamientos humanos	25,8
	Dotación de mayor seguridad en las instalaciones	37,6
	Mejora en la infraestructura destinada al alumbrado público	6,1
	Inversiones destinadas a la reducción de pérdidas comerciales	18,6

Fuente: Memoria anual Enel Distribución 2016 - 2018.

Elaboración propia (2019).

Por otro lado, las inversiones de la compañía han sido superiores a la depreciación y a los activos que se dieron de baja, con el fin de mantener los niveles de servicio adecuados y suficientes para atender la demanda del área de concesión, a su vez cubriendo las necesidades de seguridad, calidad y control de pérdidas, conforme se muestra en el siguiente gráfico:



Fuente: Memoria anual Enel Distribución 2014 - 2018.

Elaboración propia (2019).

➤ *Coherencia de las políticas financieras*

Respecto a la política de cobranzas de 30 días, en la actualidad se encuentra en 20 días gracias a la venta de las cuentas por pagar, conforme se explicó en el Capítulo V.

Para los préstamos con las compañías relacionadas, la empresa mantiene cuentas por cobrar y por pagar de corto plazo, a tasas de mercado, que para el 2017 fluctuaban entre 4,17% y 4,52%, las mismas que le permiten optimizar el flujo de caja del grupo económico, cuyo acuerdo de préstamos tiene una línea de USD 200 millones.

En cuanto a la política de dividendos, de acuerdo a la Memoria Anual 2018, se autoriza repartir hasta el 65% de las utilidades de libre disposición; durante los últimos 4 años, la distribución de dividendos ha estado en 40% (por debajo del límite de la política). En la siguiente tabla se observa la evolución del pago de dividendos que se realizan en diferentes meses del año:

Evolución del pago de dividendos (en miles de soles):

Descripción	2014	2015	2016	2017	2018
Utilidad Neta	302.238	309.325	308.805	342.773	343.820
Dividendo Pagado	196.454	123.731	123.521	137.109	137.527
Abril	13.404	11.437	14.306	12.632	13.161
Julio	17.321	10.633	13.254	13.158	12.223
Octubre	11.490	12.328	10.798	10.590	10.671
Marzo - año siguiente	154.239	89.333	85.163	100.729	101.472
% Dividendo / Utilidad Neta	65%	40%	40%	40%	40%
Dividendo por Acción S/.	0,31	0,19	0,19	0,21	0,22

Fuente: Estados Financieros auditados 2014 – 2018.

Elaboración Propia

Anexo 12. Supuestos para la proyección de los EEFF

VENTAS
Las ventas se proyectaron de acuerdo con el servicio brindado: distribución de electricidad, peaje y otros.
Para la distribución eléctrica se proyectó separando en dos variables: cantidad y precios.
Para estimar la cantidad, esta se desagregó de acuerdo con los tipos de clientes: regulados y libres; estos se correlacionaron al PBI real histórico, considerando que el PBI refleja el crecimiento económico y este a su vez influye en el consumo eléctrico de la población. Para estimar los precios, se diferenció de acuerdo con los tipos de clientes y a su vez los clientes regulados se desagregaron de acuerdo con los cuatro segmentos: residencial, comercial, industrial y alumbrado. Cada uno de ellos se relacionó con la inflación y la tasa de cambio USD/PEN. Para el caso de peaje y otros, los cuales representan alrededor del 5% de los ingresos totales, se realizó un promedio móvil de los últimos tres años ya que no se comportan de acuerdo con un indicador específico.
COSTO DE VENTAS
El costo de ventas se proyecta en función al tipo de costo: fijo y variable. El costo variable está altamente relacionado a las ventas, ya que el 92% corresponde a la compra de energía eléctrica; por lo cual se considera un % de las ventas proyectadas, determinado en función al promedio de los últimos tres años del análisis vertical. En el caso del costo fijo, se realiza un promedio móvil de los últimos tres años, ya que su comportamiento histórico no se relaciona con un indicador específico.
GASTO ADMINISTRATIVO
Se proyecta considerando el promedio móvil de los últimos tres años, en vista de la estabilidad histórica y por no mostrar relación con la evolución histórica de las ventas.
GASTO DE VENTAS
Se proyecta en función a la evolución de las ventas, ya que muestra relación con la tendencia histórica.
OTROS INGRESOS Y GASTOS
Se proyecta considerando el promedio móvil de los últimos tres años, en vista de la estabilidad histórica y por no mostrar relación con la evolución histórica de las ventas.
IMPUESTO A LA RENTA EFECTIVO
Se considera el promedio de la tasa efectiva de los últimos tres años.
CAPEX
El capex histórico presenta relación con las ventas (MWh), y de acuerdo con el análisis y proyección de ventas, el mercado que atiende Enel seguirá incrementando el consumo eléctrico, por lo que deberá seguir invirtiendo para cubrir la demanda creciente y a su vez mantener la infraestructura asegurando la calidad y seguridad del suministro.
De acuerdo con lo señalado, se proyecta el capex anual en función de la relación "capex /ventas en MWh", la cual asciende al 6,3%.
DEPRECIACIÓN
Para la estimación de la depreciación se tomó la proyección del capex y se consideró el promedio real de vida útil por tipo de activo (edificios, maquinarias, muebles y equipos diversos) de los últimos cinco años. Se validó a su vez que los valores se encuentren en el rango de la política revelada en sus estados financieros.
INGRESOS FINANCIEROS
Los ingresos financieros se generan principalmente por intereses por recargos y facilidades de pago a clientes, su comportamiento histórico refleja una relación estable con las ventas, por lo que se considera como base de la proyección la relación que tuvieron con las ventas en los últimos tres años, resultando en 0,6% de las ventas.
GASTOS FINANCIEROS
Los gastos financieros proyectado se estiman en función de las deudas actuales más las nuevas deudas.
Se proyectan nuevas deudas de acuerdo con la estructura de endeudamiento actual de Enel, y de acuerdo con las necesidades generadas por la proyección del CAPEX y la operación de la compañía.
Se considera el costo a la fecha actual para cada tipo de deuda emitida: deuda bancaria, bonos y arrendamiento financiero.
GANANCIA (PÉRDIDA) NETA POR DIF. DE CAMBIO
Se proyecta considerando una media móvil de los últimos tres años, ya que su comportamiento histórico no se relaciona con un indicador específico.
CLIENTES O CUENTAS POR COBRAR
Se considera la política de cobranzas de la empresa, es decir el periodo medio de cobro de los últimos dos años de 30 días, tomando una posición conservadora.
CUENTAS POR PAGAR
Se considera el periodo medio de pago de los últimos tres años, ya que los valores se incrementan hacia el 2017 y 2018.
COMPRAS
Se proyectan las compras en función a la relación que mantienen con el costo de ventas; se toma el promedio de los últimos tres años, periodo en que mantiene un comportamiento estable con respecto a las ventas.
CUENTAS POR COBRAR A PARTES RELACIONADAS / OTRAS CUENTAS POR COBRAR (NETO) / OTROS ACTIVOS / OTRO PASIVO A CORTO PLAZO
Se proyecta en función al promedio móvil de los últimos tres años.
OTRO PASIVO A LARGO PLAZO
Se consideró el monto similar al último año.
Elaboración propia (2019).

A continuación, se muestra el detalle de los supuestos asumidos para la proyección:

a) Proyección de venta

Las proyecciones de ventas de Enel Distribución (2019-2028) se han realizado para cada tipo y segmento de cliente: libre-industrial y regulado-residencial, comercial, industrial y alumbrado público. A su vez, se desagrega por proyección del volumen de venta en GWh y proyección de los precios nominales de ventas.

Para la proyección de volúmenes se considera como variable explicativa el PBI real peruano, para los datos proyectados se toma como input las expectativas de las principales instituciones de banca de inversión del 2019 al 2021; para el periodo del 2022 al 2028 se mantiene constante la expectativa del año 2021.

Para la proyección de precios, se considera como variable explicativa la inflación y el tipo de cambio (datos trimestrales desde el año 2010). Las expectativas para ambos casos se obtienen de las principales instituciones de banca de inversión del 2019 al 2021; para el periodo del 2022 al 2028 se mantiene constante la expectativa del año 2021.

Tabla: Tendencia indicadores económicos utilizados

Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Inflación (%)	1,14	3,93	6,65	0,25	1,53	3,37	3,66	2,81	3,25	3,55	3,59	2,8	1,32	2,3	2,3	2,5
Tipo de cambio	3,21	2,98	3,11	2,88	2,83	2,75	2,64	2,7	2,84	3,18	3,38	3,26	3,29	3,35	3,28	3,35
PBI (%)	7,50%	8,50%	9,10%	1,00%	8,50%	6,50%	6,00%	5,80%	2,40%	3,30%	4,00%	2,50%	4,00%	3,40%	3,60%	3,80%

Fuente: BCRP, Bloomberg (2019)

Elaboración propia (2019)

b) Volúmenes

Se analizó la relación del volumen de ventas desagregando clientes libres y regulados, cada uno se correlacionó con el PBI, utilizando datos trimestrales desde el 2005 al 2018, resultado en ambos casos una correlación alta (0,96 y 0,85).

Coefficiente de correlación:

Ventas en MWh	PBI Real
Libres	0,958
Regulados	0,846

Fuente: BCRP (2019)

Elaboración propia (2019)

Para la validación de la consistencia del uso del coeficiente se realizó el t-estadístico, resultando un valor de 24 y 11, ambos mayores a 2,009, por lo que se rechaza la hipótesis nula la cual afirma que no hay correlación entre los datos evaluados.

En función a la evaluación realizada, se determina que sobre las expectativas de crecimiento se aplica el coeficiente de correlación en cada tipo de cliente para cada año y se mantiene el valor constante del último año hasta el 2028 como se muestra a continuación:

PBI proyectado, ratio de proyección de acuerdo con el coeficiente de correlación:

	2019	2020	2021 - 2028
PBI Proyectado	3,4	3,6	3,8
Ratio: Regulado	2,88	3,05	3,22
Ratio: Libre	3,26	3,45	3,64

Fuente: Bloomberg (2019)

Elaboración propia (2019)

c) Precios

Para la proyección de precios se desagregó por tipo y segmento de cliente y se consideraron datos trimestrales desde el 2009 al 2018.

Los valores nominales se corrigieron con la inflación, expresándose en valores del 2009. Estos se correlacionaron con el tipo de cambio histórico. Los resultados obtenidos muestran una alta correlación entre el tipo de cambio y los precios en valores reales de clientes regulados, en el caso de los clientes libres no resulta una correlación alta.

Coefficiente de correlación entre precios valores reales y tipo de cambio:

Libres	Alumbrado Público	Comercial	Industrial	Residencial
0,002	0,767	0,903	0,907	0,946

Fuente: BCRP (2019)

Elaboración propia (2019)

De acuerdo con los resultados, se tomó el coeficiente de correlación para los clientes regulados, y en el caso de clientes libres se consideró el promedio móvil de los últimos tres años (en valores reales) ya que muestran un comportamiento estable.

Para la estimación se proyectaron los precios en valores reales y posteriormente se convirtieron a valores nominales utilizando la siguiente proyección de la inflación:

	2019	2020	2021
Inflación proyectada	2,30%	2,30%	2,50%

Fuente: Bloomberg (2019)

Elaboración propia (2019)

Para la validación de la consistencia del uso del coeficiente se realizó el t-estadístico resultando un valor de 6, 12, 12 y 17, en todos los casos son mayores a 2,032, por lo que se rechaza la hipótesis nula la cual afirma que no hay correlación entre los datos evaluados.

d) Pruebas Estadísticas

	Volúmenes (MWh)		R: Alumbrado Público	Precios (valores reales)		
	Libres	Regulados		R: Comercial	R: Industrial	R: Residencial
r	0,958	0,846	0,767	0,903	0,907	0,946
n	56	56	36	36	36	36
r²	0,917	0,716	0,588	0,815	0,823	0,895
t	24,41	11,66	6,97	12,23	12,57	17,04
Grados de Libertad	54	54	34	34	34	34
Nivel de Significancia 5%						
Critical t-Value	2,009	2,009	2,032	2,032	2,032	2,032
Se rechaza H₀	SI	SI	SI	SI	SI	SI
con un nivel de significancia de 5%, se rechaza la hipótesis de que la correlación de los datos es 0						

Elaboración propia (2019)

e) Desglose proyección de ingresos por cantidad y precio

Año	Cantidades por tipo de cliente (en MWh)					Total
	Libre	Regulado				
	Industrial	Alumbrado Público	Comercial	Industrial	Residencial	
2005	171.475	1.120.067	428.185	1.002.738	1.619.175	4.341.641
2006	173.793	1.218.558	460.423	1.026.135	1.752.565	4.631.475
2007	178.166	1.337.650	475.586	895.303	1.897.790	4.784.495
2008	185.585	1.457.344	504.743	929.045	2.066.298	5.143.015
2009	189.589	1.482.498	561.109	914.528	2.140.656	5.288.381
2010	195.884	1.661.185	565.362	955.433	2.279.142	5.657.005
2011	210.96	1.825.214	624.255	932.307	2.430.096	6.022.832
2012	231.429	1.925.403	657.189	926.094	2.563.834	6.303.949
2013	259.568	1.983.193	692.671	856.032	2.671.203	6.462.667
2014	286.82	2.080.875	701.384	814.974	2.774.663	6.658.717
2015	301.596	2.148.557	730.381	788.553	2.853.945	6.823.033
2016	291.43	1.783.933	718.872	1.078.017	2.896.829	6.769.081
2017	307.956	1.330.733	635.374	1.442.713	2.945.291	6.662.068
2018	293.006	1.226.695	583.195	1.653.166	3.016.083	6.772.146
2019	301.435	1.261.983	599.972	1.706.988	3.102.846	6.973.223
2020	310.616	1.300.421	618.246	1.765.831	3.197.354	7.192.468
2021	320.603	1.342.231	638.123	1.830.084	3.300.152	7.431.192
2022	330.91	1.385.384	658.64	1.896.675	3.406.254	7.677.864
2023	341.549	1.429.926	679.815	1.965.689	3.515.768	7.932.748
2024	352.531	1.475.899	701.672	2.037.214	3.628.803	8.196.119
2025	363.865	1.523.350	724.231	2.111.342	3.745.472	8.468.260
2026	375.563	1.572.327	747.516	2.188.167	3.865.892	8.749.466
2027	387.638	1.622.879	771.549	2.267.787	3.990.184	9.040.037
2028	400.101	1.675.056	796.355	2.350.305	4.118.471	9.340.288

Año	Precios por tipo de cliente (en Pen/MWh)					Total
	Libre	Regulado				
	Industrial	Alumbrado Público	Comercial	Industrial	Residencial	
2005	0,18	0,34	0,25	0,27	0,34	0,27
2006	0,17	0,35	0,24	0,26	0,33	0,27
2007	0,17	0,33	0,22	0,25	0,32	0,26
2008	0,17	0,31	0,22	0,25	0,31	0,25
2009	0,18	0,33	0,24	0,28	0,34	0,28
2010	0,18	0,34	0,23	0,27	0,32	0,27
2011	0,20	0,35	0,24	0,28	0,34	0,28
2012	0,22	0,37	0,25	0,29	0,35	0,30
2013	0,25	0,37	0,26	0,30	0,36	0,31
2014	0,25	0,41	0,28	0,33	0,39	0,33
2015	0,27	0,46	0,32	0,37	0,43	0,37
2016	0,25	0,51	0,36	0,41	0,47	0,40
2017	0,24	0,48	0,38	0,43	0,47	0,40
2018	0,26	0,48	0,41	0,46	0,5	0,42
2019	0,26	0,50	0,43	0,47	0,52	0,43
2020	0,26	0,50	0,43	0,47	0,52	0,43
2021	0,27	0,52	0,45	0,49	0,54	0,45
2022	0,28	0,54	0,46	0,51	0,55	0,46
2023	0,28	0,55	0,47	0,52	0,57	0,47
2024	0,29	0,56	0,48	0,53	0,58	0,49
2025	0,30	0,58	0,49	0,55	0,6	0,50
2026	0,31	0,59	0,51	0,56	0,61	0,51
2027	0,31	0,61	0,52	0,57	0,63	0,52
2028	0,32	0,62	0,53	0,59	0,64	0,54

Elaboración propia (2019)

Anexo 13. Proyecciones de Estado de Resultados, Estado de Situación Financiera, Estado de flujo de efectivo y flujo de caja libre

a) Estado de Resultados

Proyección de Estado de Resultados (en miles de S/)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ingresos	3.179.845	3.290.661	3.517.656	3.721.091	3.927.949	4.147.425	4.382.515	4.629.382	4.891.101	5.168.631
- Coste de Ventas	-2.246.664	-2.319.076	-2.476.026	-2.618.773	-2.761.139	-2.913.378	-3.076.608	-3.247.513	-3.428.983	-3.621.396
Resultado bruto	933.181	971.585	1.041.631	1.102.318	1.166.810	1.234.047	1.305.907	1.381.869	1.462.118	1.547.235
- Gastos administrativos	-98.232	-98.418	-97.388	-97.133	-97.953	-97.825	-97.743	-97.608	-97.653	-97.756
- Gastos de venta	-80.195	-82.990	-88.715	-93.845	-99.062	-104.597	-110.526	-116.752	-123.353	-130.352
+ Otros ingresos (gastos) operativos, neto	30.185	35.390	37.848	34.474	35.904	36.075	35.484	35.821	35.794	35.700
EBITDA	784.939	825.568	893.375	945.813	1.005.699	1.067.700	1.133.122	1.203.329	1.276.906	1.354.827
- Depreciación y Amortización	-189.096	-206.631	-224.532	-242.841	-261.571	-280.734	-300.345	-320.417	-340.964	-362.002
Resultado operativo	595.843	618.937	668.844	702.972	744.129	786.966	832.778	882.913	935.942	992.825
+ Ingresos financieros	17.828	18.449	19.722	20.862	22.022	23.252	24.570	25.954	27.422	28.978
- Costos financieros	-85.606	-92.706	-90.527	-97.383	-94.276	-92.489	-90.625	-82.592	-81.249	-71.516
- Ganancia (pérdida) neta por dif. de cambio	706	539	330	525	465	440	476	460	459	465
Resultado antes de impuestos	528.771	545.219	598.368	626.976	672.339	718.169	767.199	826.735	882.573	950.752
- Impuesto a las ganancias	-173.251	-178.640	-196.054	-205.428	-220.291	-235.307	-251.372	-270.878	-289.174	-311.512
Resultado Neto	355.520	366.579	402.313	421.548	452.048	482.862	515.828	555.856	593.399	639.240

b) Estado de Situación Financiera

Proyección de Estado de Situación Financiera(en miles de S/)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Activos										
+ Efectivo y equivalentes	92.773	89.720	148.497	153.503	118.304	121.137	116.551	124.546	90.986	59.888
+ Inversiones a corto plazo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Cuentas por cobrar	261.357	270.465	289.122	305.843	322.845	340.884	360.207	380.497	402.008	424.819
+ Cuentas por Cobrar a Partes Relacionadas	13.800	16.399	20.058	16.753	17.737	18.182	17.557	17.825	17.855	17.746
+ Inventarios	36.236	38.220	39.360	37.939	38.506	38.602	38.349	38.486	38.479	38.438
+ Otras Cuentas por Cobrar (neto)	25.178	27.186	29.652	27.339	28.059	28.350	27.916	28.108	28.125	28.050
+ Otros Activos	5.241	4.838	5.219	5.099	5.052	5.123	5.092	5.089	5.101	5.094
Activo corriente	434.586	446.829	531.908	546.476	530.503	552.279	565.671	594.552	582.554	574.034
+ Activos fijos netos	4.355.329	4.615.708	4.872.266	5.125.271	5.374.760	5.620.789	5.863.409	6.102.674	6.338.638	6.571.359
+ Otros activos a largo plazo										
Activo no corriente	4.355.329	4.615.708	4.872.266	5.125.271	5.374.760	5.620.789	5.863.409	6.102.674	6.338.638	6.571.359
Activo total	4.789.915	5.062.537	5.404.174	5.671.747	5.905.263	6.173.068	6.429.080	6.697.225	6.921.192	7.145.393
Pasivo y patrimonio										
+ Cuentas por pagar	470.014	485.163	517.998	547.862	577.646	609.495	643.643	679.398	717.362	757.616
+ Préstamos a corto plazo	195.252	164.565	132.286	126.264	119.198	117.819	120.055	119.024	118.966	119.348
+ Cuentas por Pagar a Relacionadas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Otro pasivo a corto plazo	150.991	149.203	148.895	149.696	149.265	149.285	149.415	149.322	149.341	149.359
+ Ingresos diferidos (parte corriente)	25.401	25.401	25.401	25.401	25.401	25.401	25.401	25.401	25.401	25.401
+ Otras provisiones	29.041	29.041	29.041	29.041	29.041	29.041	29.041	29.041	29.041	29.041
+ Pasivo por impuesto a las ganancias	16.774	16.774	16.774	16.774	16.774	16.774	16.774	16.774	16.774	16.774
Pasivo corriente	887.474	870.148	870.395	895.038	917.324	947.815	984.329	1.018.959	1.056.885	1.097.539
+ Préstamos a largo plazo	1.407.905	1.477.905	1.577.905	1.567.905	1.507.905	1.455.500	1.365.500	1.265.500	1.095.500	895.500
+ Otros pasivos a largo plazo	179.189	179.189	179.189	179.189	179.189	179.189	179.189	179.189	179.189	179.189
Pasivo no corriente	1.587.094	1.657.094	1.757.094	1.747.094	1.687.094	1.634.689	1.544.689	1.444.689	1.274.689	1.074.689
Pasivos totales	2.474.568	2.527.242	2.627.489	2.642.132	2.604.418	2.582.504	2.529.018	2.463.648	2.331.574	2.172.228
+ Capital	638.564	638.564	638.564	638.564	638.564	638.564	638.564	638.564	638.564	638.564
+ Capital, Reservas y Otros	133.188	133.188	133.188	133.188	133.188	133.188	133.188	133.188	133.188	133.188
+ Otras Reservas										
+ Resultados acumulados	1.543.595	1.763.544	2.004.933	2.257.863	2.529.093	2.818.812	3.128.310	3.461.825	3.817.867	4.201.412
Patrimonio total	2.315.347	2.535.296	2.776.685	3.029.615	3.300.845	3.590.564	3.900.062	4.233.577	4.589.619	4.973.164
Pasivo y patrimonio	4.789.915	5.062.537	5.404.174	5.671.747	5.905.263	6.173.068	6.429.080	6.697.225	6.921.192	7.145.393

c) Estado de Flujo de Efectivo

Proyección de Estado de Flujo de Efectivo (en miles de S/)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Efectivo de actividades operacionales										
+ Beneficio neto	355.520	366.579	402.313	421.548	452.048	482.862	515.828	555.856	593.399	639.240
+ Depreciación + amortización	189.096	206.631	224.532	242.841	261.571	280.734	300.345	320.417	340.964	362.002
+ Cambios en capital no en efectivo (var NOF)	-78.571	-1.935	6.225	21.103	10.126	12.927	16.300	14.776	16.421	17.694
+ Otros del Activo y Pasivo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Efectivo de operaciones	466.044	571.275	633.070	685.492	723.745	776.523	832.472	891.049	950.784	1.018.936
Flujos de caja de inversión										
+ Incremento de las inversiones	-453.657	-467.010	-481.090	-495.845	-511.060	-526.763	-542.965	-559.681	-576.929	-594.722
Flujos de caja de inversión	-453.657	-467.010	-481.090	-495.845	-511.060	-526.763	-542.965	-559.681	-576.929	-594.722
Efectivo de actividades de financiación										
+ Dividendos pagados	-142.207	-146.631	-160.924	-168.618	-180.818	-193.143	-206.330	-222.341	-237.358	-255.694
+ Dividendos pagados (ajustes)										
+ Cambio en préstamos a corto plazo	-5.633	-30.687	-32.279	-6.023	-7.066	-1.379	2.236	-1.031	-58	382
+ Aumento/Disminución en préstamos a LP	127.594	70.000	100.000	-10.000	-60.000	-52.405	-90.000	-100.000	-170.000	-200.000
+ Otros pasivos a largo plazo										
Efectivo de actividades de financiación	-20.245	-107.318	-93.203	-184.641	-247.884	-246.927	-294.094	-323.372	-407.416	-455.312
Cambios netos en el efectivo	-7.858	-3.053	58.777	5.006	-35.200	2.834	-4.587	7.995	-33.560	-31.098
Caja a inicios del periodo	100.631	92.773	89.720	148.497	153.503	118.304	121.137	116.551	124.546	90.986
Caja final del periodo	92.773	89.720	148.497	153.503	118.304	121.137	116.551	124.546	90.986	59.888

d) Flujo de Caja Libre

Proyección de flujo de caja libre (en miles de S/)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Normalizado
Ingresos	3.179.845	3.290.661	3.517.656	3.721.091	3.927.949	4.147.425	4.382.515	4.629.382	4.891.101	5.168.631	5.168.631
EBIT	595.843	618.937	668.844	702.972	744.129	786.966	832.778	882.913	935.942	992.825	992.825
EBIT x (1-t)	400.616	416.143	449.698	472.645	500.316	529.118	559.919	593.628	629.282	667.527	667.527
+ Depreciación y amortización	189.096	206.631	224.532	242.841	261.571	280.734	300.345	320.417	340.964	362.002	232.533
- Capex	-453.657	-467.010	-481.090	-495.845	-511.060	-526.763	-542.965	-559.681	-576.929	-594.722	-497.504
- Incremento de KT	-78.571	-1.935	6.225	21.103	10.126	12.927	16.300	14.776	16.421	17.694	23.939
Free cashflow to the firm FCFF	57.483	153.829	199.365	240.743	260.952	296.016	333.599	369.139	409.738	452.501	426.494

Anexo 14. Análisis de consistencia

a. Estados financieros históricos:

EE.FF. RESUMIDOS	2014	2015	2016	2017	2018
1.1 Cuenta de Resultados (en miles de soles)					
Ingresos	2.366.543	2.716.058	2.900.723	2.845.693	2.950.039
Costo de Ventas	-1.630.509	-1.899.207	-2.055.105	-1.973.607	-2.077.372
Utilidad Bruta	736.034	816.851	845.618	872.086	872.667
Gastos Generales	-146.134	-149.410	-140.666	-136.579	-125.238
EBITDA	589.900	667.441	704.952	735.507	747.429
Depreciación y Amortización	-131.959	-141.382	-150.817	-163.994	-170.709
EBIT	457.941	526.059	554.135	571.513	576.720
Resultados Financieros	-55.092	-80.941	-81.535	-78.256	-71.866
Utilidad antes de Impuestos	402.849	445.118	472.600	493.257	504.854
Impuestos	-100.611	-135.793	-163.795	-150.484	-161.034
Utilidad Neta	302.238	309.325	308.805	342.773	343.820
1.2 Estado de Situación Financiera En Miles de S/.					
Activo Corriente	629.005	470.913	640.074	548.756	379.484
Activo No Corriente	2.896.507	3.243.516	3.514.028	3.745.397	4.090.767
Pasivo Corriente	812.908	922.461	989.531	968.679	908.717
Pasivo No Corriente	1.336.238	1.294.914	1.486.403	1.426.076	1.459.500
Patrimonio Neto	1.376.366	1.497.054	1.678.168	1.899.398	2.102.034
1.3 Estado de Flujo de Efectivo En Miles de S/.					
Flujo de Caja de las Operaciones	656.455	421.008	515.712	550.411	546.248
Flujo de Caja de las Inversiones	-431.681	-488.391	-421.329	-395.363	-516.079
Flujo de Caja del Financiamiento	-130.938	-155.083	65.571	-119.882	-188.564
Cambios netos en el efectivo del periodo	93.836	-222.466	159.954	35.166	-158.395
Caja inicial (o final del periodo anterior)	192.536	286.372	63.906	223.860	259.026
Caja final del periodo	286.372	63.906	223.860	259.026	100.631

b. Análisis de consistencia:

➤ Cuenta de resultados

Cuenta de Resultados (en miles de soles)	CIFRAS HISTÓRICAS					CIFRAS PROYECTADAS										2014-2018 CAGR Histórico	2019-2024 CAGR P	2019-2028 CAGR P
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028			
Ingresos	2.366,5	2.716,1	2.900,7	2.845,7	2.950,0	3.179,8	3.290,7	3.517,7	3.721,1	3.927,9	4.147,4	4.382,5	4.629,4	4.891,1	5.168,6	5,7%	5,5%	5,5%
Costo de Ventas	-1.630,5	-1.899,2	-2.055,1	-1.973,6	-2.077,4	-2.246,7	-2.319,1	-2.476,0	-2.618,8	-2.761,1	-2.913,4	-3.076,6	-3.247,5	-3.429,0	-3.621,4	6,2%	5,3%	5,4%
Utilidad Bruta	736,0	816,9	845,6	872,1	872,7	933,2	971,6	1.041,6	1.102,3	1.166,8	1.234,0	1.305,9	1.381,9	1.462,1	1.547,2	4,3%	5,7%	5,8%
Gastos Generales	-146,1	-149,4	-140,7	-136,6	-125,2	-148,2	-146,0	-148,3	-156,5	-161,1	-166,3	-172,8	-178,5	-185,2	-192,4	-3,8%	2,3%	2,9%
EBITDA	589,9	667,4	705,0	735,5	747,4	784,9	825,6	893,4	945,8	1.005,7	1.067,7	1.133,1	1.203,3	1.276,9	1.354,8	6,1%	6,3%	6,3%

➤ Activos

Cambios Activo Fijos Netos (en miles de soles)	CIFRAS HISTÓRICAS					CIFRAS PROYECTADAS										2014-2018 CAGR Histórico	2019-2024 CAGR P	2019-2028 CAGR P
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028			
Activo Fijo	358.248	460.246	390.016	360.701	457.326	427.623	440.975	455.056	469.811	485.026	500.728	516.931	533.647	550.894	568.688			
Depreciación	-69.814	-128.936	-129.389	-137.959	-153.086	-171.755	-184.083	-196.777	-209.879	-223.402	-237.359	-251.762	-266.627	-281.968	-297.799			
Intangibles	16.346	21.588	17.898	21.076	53.264	26.034	26.034	26.034	26.034	26.034	26.034	26.034	26.034	26.034	26.034			
Amortización	-5.058	-5.889	-8.013	-12.449	-12.134	-17.341	-22.548	-27.755	-32.962	-38.168	-43.375	-48.582	-53.789	-58.996	-64.203			
Total	299.722	347.009	270.512	231.369	345.370	264.562	260.379	256.558	253.004	249.489	246.029	242.620	239.265	235.965	232.721			

Detalle Activo Fijo (en miles de soles)	CIFRAS HISTÓRICAS					CIFRAS PROYECTADAS										2014-2018 CAGR Histórico	2019-2024 CAGR P	2019-2028 CAGR P
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028			
Terrenos	4.736	9.508	-288	7.731	-11	4.948	4.613	4.749	4.900	5.057	5.218	5.385	5.556	5.733	5.915			
Edificios y otras construcciones	22.741	8.358	17.756	11.215	2.313	14.146	13.193	13.583	14.019	14.467	14.930	15.408	15.900	16.408	16.931			
Maquinaria y equipo	280.652	415.477	443.284	388.547	341.303	435.072	407.034	419.402	433.055	447.140	461.679	476.684	492.170	508.152	524.644			
Unidades de transporte	-297	-30	-189	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Muebles y enseres	-2.643	1.894	1.372	2.480	-3.016	693	701	644	615	580	541	498	450	396	336			
Equipos diversos	-3.289	3.111	2.085	2.390	491	2.030	1.857	1.895	1.946	1.997	2.049	2.103	2.157	2.212	2.268			
Trabajos en curso	56.348	12.685	-74.004	-51.662	116.246	-29.266	13.577	14.783	15.275	15.784	16.310	16.853	17.414	17.994	18.594			
Total	358.248	451.003	390.016	360.701	457.326	427.623	440.975	455.056	469.811	485.026	500.728	516.931	533.647	550.894	568.688			

Ventas MWh	6.658.717	6.823.033	6.769.081	6.662.068	6.772.146	6.973.223	7.192.468	7.431.192	7.677.864	7.932.748	8.196.119	8.468.260	8.749.466	9.040.037	9.340.288			
Relación CAPEX/Ventas MWh	5%	7%	6%	5%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%			

➤ Variación NOF

Variación de las NOF	CIFRAS HISTÓRICAS					CIFRAS PROYECTADAS										2014-2018 CAGR Histórico	2019-2024 CAGR P	2019-2028 CAGR P
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028			
NOF (en miles de soles)	-327.225	-297.526	-353.616	-397.260	-428.979	-350.408	-348.473	-354.698	-375.801	-385.927	-398.854	-415.154	-429.930	-446.351	-464.045	7,0%	2,6%	3,2%
Variación de las NOF	211,7%	-9,1%	18,9%	12,3%	8,0%	-18,3%	-0,6%	1,8%	5,9%	2,7%	3,3%	4,1%	3,6%	3,8%	4,0%			

Anexo 15. Marco teórico modelo CAPM

Para descontar los flujos proyectados debemos utilizar una tasa de descuento, cuya base de cálculo será la teoría financiera descrita en este apartado. Para ello hemos realizado un recuento de los diversos autores que brindan sus aportes sobre el cálculo de la valoración de activos de capital

1. Capital Asset Prices: A theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk (Sharpe, 1964)

En 1964 William Sharpe, publica un artículo denominado “Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk”, donde presenta la teoría conocida como CAPM (Capital Asset Pricing Model), la cual tiene una mirada desde el punto de vista del inversionista, es por ello que toma como base la teoría de portafolio.

Primero analiza el comportamiento del inversionista individual bajo condiciones de riesgo y luego las condiciones de equilibrio para el mercado de capitales; deriva la línea del mercado de capitales y presenta también las implicaciones para la relación entre los precios de los activos de capital individuales y los diversos componentes del riesgo. Los supuestos del modelo son:

«Para obtener condiciones de equilibrio en el mercado de capitales, invoca dos suposiciones.

- Todos los inversores tienen el mismo horizonte de decisión
- La tasa de interés pura común, con todos los inversores capaces de pedir prestado o prestar fondos en igualdad de condiciones.
- La homogeneidad de las expectativas de los inversores...».

Así también existen supuestos implícitos que fueron aclarados más adelante, como lo explica French (2003):

- No hay impuestos.
- No hay costos de transacción.
- Los inversores son tomadores de precios y todos enfrentan el mismo precio.
- Se puede mantener fracciones de acciones.
- La cantidad de cada título es constante.

2. Security prices, risk and maximal gains from diversification (Lintner, 1965)

Lintner (1965) basa su estudio en la publicación que hicieran Modigliani y Miller (1958) sobre el costo de capital. Su teoría es resumida por Fornero (2014) quien señala «[...] la varianza del rendimiento es lo que preocupa a directivos y accionistas, y las covarianzas de los rendimientos de los títulos se originan en la especulación. Sin embargo, al avanzar en el desarrollo determinó que tanto las varianzas como las covarianzas influían en los precios de los títulos. [...] Dado que él (Litner) tenía ese enfoque hacia la varianza como indicador del riesgo que consideran directivos y accionistas, planteó que su modelo, que incluía tanto las covarianzas como las varianzas, era más general que el de Sharpe. En su perspectiva, el riesgo es la suma del riesgo del negocio, el riesgo financiero y el riesgo de mercado».

«Supuestos del mercado:

- Cada inversionista individual puede invertir una parte de su capital en ciertos activos libres de riesgo.
- Puede invertir cualquier fracción de su capital en cualquiera o en un conjunto finito de valores de riesgo que se negocian en un único mercado puramente competitivo, libre de costos de transacción e impuestos, a precios de mercado determinados, que, por consiguiente, no dependen de sus inversiones o transacciones.
- Cualquier inversionista puede, si lo desea, pedir fondos prestados para invertir en activos de riesgo.

- La tasa de interés pagada por dichos préstamos es la misma que habría recibido si hubiera invertido en cuentas de ahorro sin riesgo, y que no hay límite en la cantidad que puede pedir prestado a esta tasa.
- Realiza todas las compras y ventas de valores y todos los depósitos y préstamos en puntos discretos en el tiempo.

Supuestos de los inversores:

- Cada inversor ya ha decidido la fracción de su capital total que desea mantener en efectivo y depósitos sin intereses por razones de liquidez o requisitos de transacciones.
- Cada inversor habrá asignado una distribución de probabilidad conjunta que incorporará sus mejores juicios con respecto a los rendimientos de todas las acciones individuales, o al menos habrá especificado un valor esperado y varianza para cada retorno y una covarianza o correlación con cada par de devoluciones.
- Si alguna de las dos mezclas de activos tiene el mismo rendimiento esperado, el inversor preferirá la que tenga la varianza más pequeña de la rentabilidad, y si alguna de las dos mezclas de activos tiene la misma varianza de la rentabilidad, preferirá la que tenga el mayor valor esperado».

3. Capital Asset Market (Mossin, 1966)

En su trabajo, Mossin (1966) hace referencia al *paper* presentado por William Sharpe, en el que destaca que las conclusiones principales son consistentes con las suyas; sin embargo, resalta también que la falta de precisión en la especificación de las condiciones de mercado en equilibrio están sin definición alguna.

Mossin incluye una compensación por unidad de riesgo, a la que denomina “lambda”.

$$\lambda = \frac{R_M - R_F}{\text{Var}(R_M)}$$

Siendo su principal aporte el siguiente: «[...] el precio de la reducción del riesgo no solo está relacionado con la tasa de sustitución entre el rendimiento esperado y el riesgo, sino que, de hecho, debe identificarse directamente con él. Es decir, el único significado razonable que podemos atribuir al "precio de reducción de riesgo" es la cantidad de rendimiento esperado que debe sacrificarse para reducir el riesgo [...] Entonces podríamos sospechar que los mecanismos de equilibrio del mercado son tales que todos estos márgenes de riesgo se "promedian" de alguna manera en un precio de mercado global de reducción de riesgo. Y ciertamente sería razonable conjeturar que cuanto mayor sea el valor de un activo en el mercado, mayor será el peso que ese activo tendrá en el total».

4. Risk, Return and Equilibrium: Some clarifying Comments (Fama, 1968)

Recordemos que Litner decía que su modelo era muy diferente que el de Sharpe porque contenía los riesgos de negocios, financieros y de mercado; sin embargo, Fama (1968) dice «[...] no hay conflicto entre los modelos de Sharpe-Lintner. Si se interpretan correctamente, conducen a la misma medida del riesgo de un activo individual y a la misma relación entre el riesgo de un activo y su rendimiento esperado de un período [...]».

5. The Treynor Capital Asset Pricing Model (French, 2003)

French (2003) hace un recuento de la teoría del modelo CAPM, añadiendo como autor inicial del modelo a Jack L. Treynor por sus publicaciones Market Value, Time, and Risk (1961) y Toward a Theory of Market Value of Risky Asset (1962).

Así resume dos temas importantes, que son: supuestos de los modelos y comparación de los modelos que se detallan en los siguientes cuadros:

a. Assumptions of the model:

Assumption	Treynor -1962	Sharpe -1964	Lintner -1965	Mossin -1966
No taxes	Explicit	Implicit	Explicit	Implicit
No frictions (transactions costs)	Explicit	Implicit	Explicit	Implicit
Agents are price takers who all face identical prices	Explicit	Implicit	Explicit	Implicit
Agents maximize expected utility of future wealth	Explicit	Explicit	Explicit	Explicit
Utility represented as a function of return and risk	Explicit	Explicit	Explicit	Explicit
All agents agree that variance (or standard deviation) is the measure of security risk	Explicit	Explicit	Explicit	Explicit
Agents prefer more return to less and display risk aversion	Explicit	Explicit	Explicit	Explicit
A riskless asset (paying an exogenously determined positive rate of interest) exists, and all investors agree that it is riskless	Explicit	Explicit	Explicit	Explicit
All agents share the same subjective probability distribution of expected future prices	Explicit	Explicit	Explicit	Explicit
Fractional shares may be held	Implicit	Implicit	Explicit	Explicit
Short sales are allowed	Explicit allowed	Explicitly disallowed	Explicit allowed	Explicit allowed
Leverage is allowed	Explicit allowed	Explicitly disallowed	Explicit allowed	Implicitly allowed
The number of shares of each security is constant	Implicit	Implicit	Implicit	Implicit
Agents share the same single period time horizon	Explicit	Explicit	Implicit	Implicit

Fuente: French (2003)

Elaboración Propia (2019)

b. Characteristics of the models:

Model type	Single-period/multi-period	Discrete time /continuous time	Market/consumption oriented	Mean–variance objective function
Treynor (1962)	Single	Discrete	Market	Yes
Sharpe (1964)	Single	Discrete	Market	Yes
Lintner (1965)	Single	Discrete	Market	Yes
Mossin (1966)	Single	Discrete	Market	Yes

Requirements	Requires market clearing	Requires nonsingular covariance matrix	Allows short sales	Allows leverage
Treynor (1962)	Implicit	Implicit	Yes	Yes
Sharpe (1964)	No	No	No	No
Lintner (1965)	Implicit	Yes	Yes	Yes
Mossin (1966)	Explicit	Yes	Yes	Not addressed

Conclusions	Market itself is efficient	In equilibrium, the same combination of risky assets will be optimal for every investor	Amount invested in each risky asset will equal the ratio of market value of the asset to the total market value of all assets	Amount invested in each risky asset will be a positive amount
Treynor (1962)	Yes	Yes	Yes	Yes
Sharpe (1964)	No	No	No	Yes
Lintner (1965)	Yes	Yes	Yes	Yes
Mossin (1966)	Yes	Yes	Yes	Yes

Exposition method	Employs first-order conditions
Treynor (1962)	Yes
Sharpe (1964)	No
Lintner (1965)	Yes
Mossin (1966)	Yes

Fuente: French (2003)

Elaboración Propia (2019)

Anexo 16. Determinación del WACC

Según Fernández (2015), el WACC se calcula ponderando el costo de la deuda (k_d) y la rentabilidad exigida de las acciones (k_e), en función de la estructura financiera de la empresa.

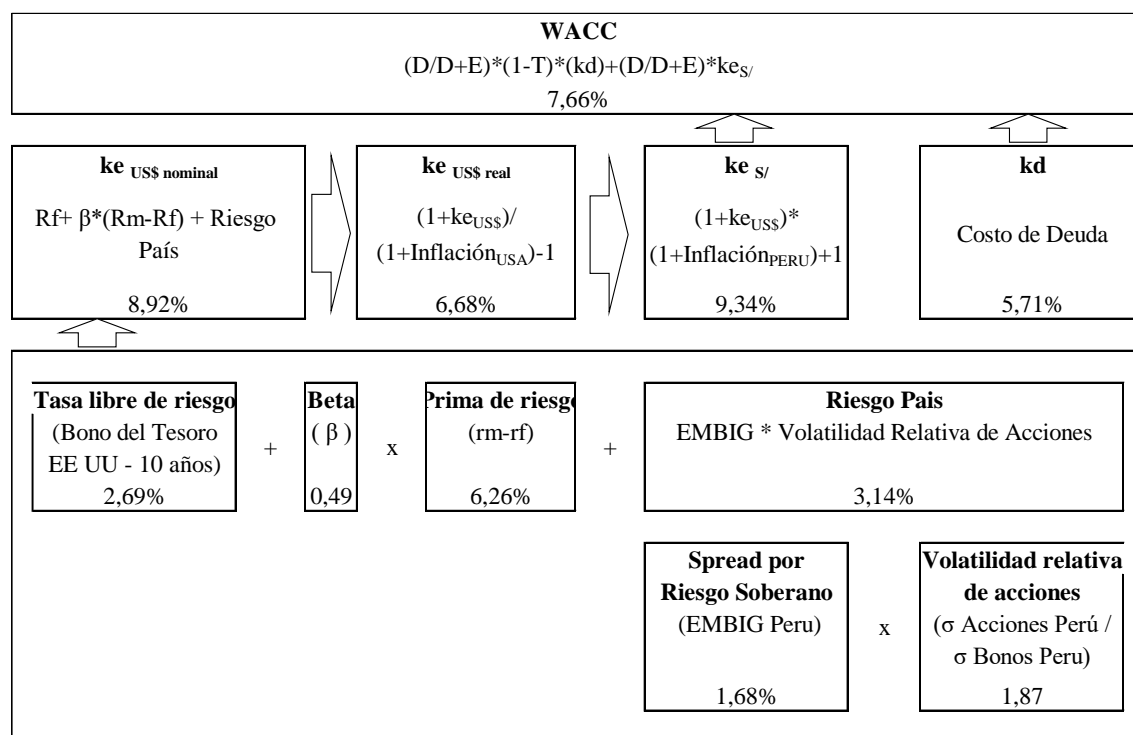
La fórmula general para el cálculo del WACC es:

$$WACC = k_d(1 + T) \times \left(\frac{D}{E + D} \right) + k_e \times \left(\frac{E}{E + D} \right)$$

Donde:

- k_d = Costo de la deuda
- T = Tasa de impuestos
- D = Valor de mercado de la deuda
- E = Valor de mercado de las acciones
- k_e = Costo de capital

El WACC calculado para Enel Distribución es de 7,66%, según se detalla en el siguiente gráfico:



Elaboración Propia (2019).

Los supuestos utilizados para el cálculo del WACC se detallan en la siguiente tabla:

Parámetros	Supuestos
Deuda	Deuda a Valor de Mercado Fuente: Superintendencia de Mercado de Valores
Capital	Capital a valor de mercado (Market Cap) al 31.12.2018 Fuente: Enel Distribución .
Tasa de Impuestos	Promedio de tasa de impuesto efectivo de los últimos tres años Fuente: Enel Distribución .

Elaboración propia (2019).

A continuación, se detalla cada una de las variables utilizadas en el gráfico anterior:

a) Costo de Capital (k_e)

El costo de capital (rentabilidad exigida), k_e , se ha estimado con la metodología CAPM (explicada en el Anexo 15). La idea principal de este modelo es que los inversores evalúan el riesgo de un activo en términos de la contribución del activo al riesgo no diversificable. Conocido también como riesgo sistemático del total del portafolio (el riesgo sistemático es el que no se puede eliminar por la diversificación de la cartera), es representado el símbolo beta (β), también considera la rentabilidad esperada del mercado y de un activo libre de riesgo.

Como el CAPM es un método que proporciona un procedimiento económicamente fundamentado y relativamente objetivo para la estimación del rendimiento requerido, es que su uso en la valoración de empresas es ampliamente aceptado. Además, es la metodología más aceptada de manera global según las encuestas realizadas por Ernst & Young (EY) en el 2017, de acuerdo con el detalle expuesto en el Anexo 17.

La ecuación general para calcular el CAPM es la siguiente: $E(R_i) = R_F + \beta_i[E(R_M) - R_F]$. Sin embargo, para el presente análisis, se ha agregado una variable al tratarse de una empresa que se desarrolla en un mercado emergente. Así, siguiendo el modelo de Damodaran presentado por Mongrut (2006) para mercados emergentes (basado en la teoría de Mossin, 1966), se agrega una variable por prima de riesgo, expresado en la siguiente ecuación:

$$k_e = R_F + \beta * (R_M - R_F) + \text{EMBIG} * (\sigma \text{Mcd. acciones Perú en USD} / \sigma \text{Mcd. Bonos Perú en USD})$$

Donde:

- k_e = Tasa libre de riesgo
- β = Beta de la compañía con respecto al mercado global
- $R_M - R_F$ = Prima de riesgo de mercado global con respecto a la tasa libre de riesgo
- EMBIG¹⁷ = Diferencial del rendimiento de bonos del mercado emergente respecto al mercado global
- $(\sigma \text{Mcd. acciones Perú en USD} / \sigma \text{Mcd. Bonos Perú en USD})$ = Volatilidad relativa entre el mercado de acciones y bonos de Perú en USD

En la siguiente tabla se detallan los parámetros que se han tenido en consideración para cada una de las variables antes mencionadas:

¹⁷ Emerging Markets Bonds Index Global, por sus siglas en inglés. Índice global de bonos de mercados emergentes.

Parámetros	Supuestos
Tasa libre de riesgo (rf)	El bono del tesoro americano a diez años (más utilizado por <i>practioners</i> , según el Anexo 17). Considerando la concesión a plazo indefinido de Enel Distribución. <i>Fuente: Banco Central de Reserva del Perú</i>
Beta (β)	Beta calculada por comparables, que se detallan en el acápite c) del Anexo 16. <i>Fuente: Bloomberg, Enel Distribución, Damodaran</i> (http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html)
Prima de Riesgo de Mercado (Rm-Rf)	Diferencia del rendimiento esperado del mercado (data histórica del S&P 500 de los últimos 90 años) y tasa libre de riesgo (data histórica de los 90 años de los bonos de Estados Unidos). Utilizamos la media aritmética porque en la fórmula original (Sharpe, 1964) se menciona la esperanza del mercado, que matemáticamente es igual a la media aritmética. <i>Fuente: Damodaran</i> (http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html)
Prima por Riesgo País	Se considera el spread del EMBIG Perú multiplicado por la volatilidad de las acciones peruanas/volatilidad de los bonos peruanos. <i>Fuente: BCRP, Damodaran</i> (http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html)
Volatilidad del Mercado de Acciones	Desviación Estándar de Acciones Perú <i>Fuente: Damodaran</i> (http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html)
Volatilidad de los Bonos	Desviación Estándar de Bonos Perú <i>Fuente: Damodaran</i> (http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html)
Inflación Estados Unidos	Inflación para Estados Unidos 2020 <i>Fuente: BCRP</i>
Inflación Perú	Inflación para Perú 2020 <i>Fuente: BCRP</i>

Elaboración: Propia, 2019.

Con estos datos se obtuvo el k_e para Enel Distribución, conforme se observa en la siguiente tabla:

Parámetros	Valores
Tasa libre de Riesgo (rf)	2,69%
Prima de riesgo de mercado	6,26%
Beta (β)	0,49
ke (USD)	5,77%
EMBIG Perú	1,68%
Volatilidad de Acciones Perú / Volatilidad Bonos Perú	1,87
Prima por riesgo país	3,14%
Costo de capital USD nominales	8,92%
Inflación EE. UU.	2,10%
Costo de capital USD reales	6,68%
Inflación Perú	2,50%
ke (S/)	9,34%

Elaboración Propia (2019).

b) Cálculo del beta (β)

De acuerdo al CFA Institute (2015), el beta es una medida del riesgo sistemático y depende del grado de correlación de un activo con el mercado. Se calcula a través de una regresión de mínimos cuadrados ordinarios del rendimiento de la acción sobre el rendimiento del mercado. Al resultado se le conoce comúnmente como beta histórico no ajustado o “raw” beta.

Adicionalmente, el libro antes citado, señala que se ha observado que el valor del beta en un periodo futuro tiende a encontrarse más cerca al beta de mercado de 1,0 que al beta no ajustado. Por tanto, debido a que en las valorizaciones se utilizan proyecciones, lo más lógico es ajustar el raw beta para que prediga con mayor precisión el beta futuro. Esto se refleja con un “beta ajustado” de la siguiente manera:

$$\text{Beta ajustada} = (2/3) \text{ beta cruda} + 1/3$$

Para el presente trabajo de investigación, se han revisado los siguientes métodos para hallar el beta:

➤ Beta promedio de empresas comparables

Las empresas fueron seleccionadas de acuerdo a lo detallado en el Anexo 10. Marco teórico para la selección de empresas comparables, cuyos datos de betas fueron obtenidos de los último cinco años mensualmente, para luego desapalancarlos con la fórmula de Hamada. Para ello se ha obtenido los datos de Bloomberg para las tasas de impuestos y D/E de cada una de las empresas. El cálculo del beta por comparables se muestra en la siguiente tabla:

Empresa	País	Beta Apalancado	D/E	Tax	Beta Desapalancado
CPFL Energia S.A.	Brasil	0,81	163%	27%	0,37
Light S.A.	Brasil	1,34	296%	46%	0,52
Energías Brasil SA	Brasil	0,65	77%	19%	0,4
Enel Distribución Chile	Chile	0,33	0%	26%	0,33
Mediana					0,39

Fuente: Bloomberg.

Elaboración Propia (2019)

Con el beta obtenido de las empresas comparables, se ha reapalancado el beta para Enel Distribución de acuerdo con su estructura, según los datos de la tabla siguiente:

Empresa	País	Beta desapalancado del Sector	Tasa de Impuesto efectivo	D/E	Beta Re- apalancado
Enel Distribución Peru	Perú	0,39	32,40%	41,70%	0,49

Fuente: Enel Distribución Peru.

Elaboración Propia (2019)

➤ Beta de Bloomberg de Enel Distribución

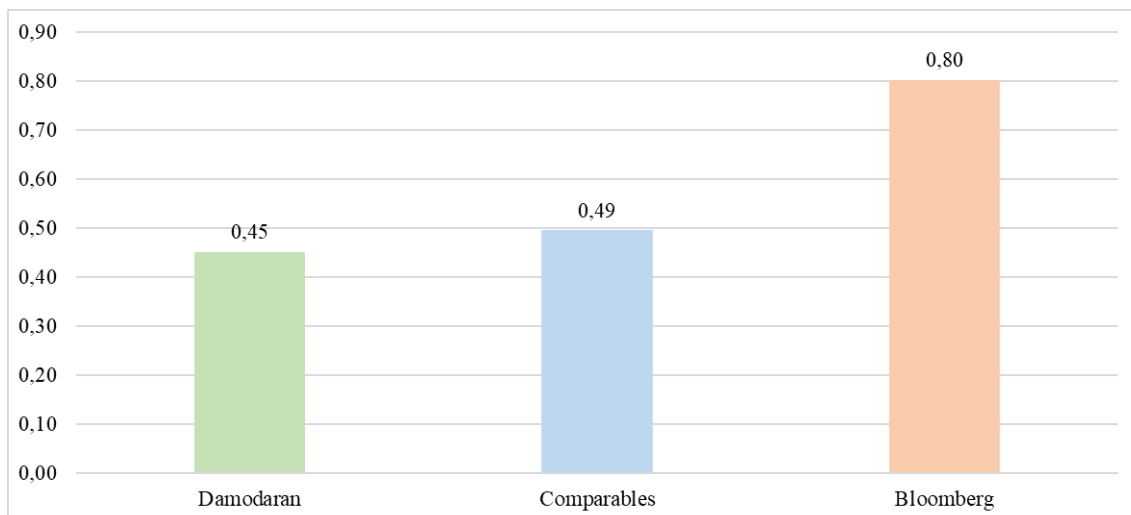
El beta ajustado para Enel Distribución, calculado para el período 2014-2018 mensualmente, es de 0,80, calculado sobre la base de regresión de los rendimientos de la acción de Enel Distribución y el índice general de la bolsa de Valores de Lima (IGBVL).

➤ Damodaran Estados Unidos (Sector Energía)

El beta desapalancado de las empresas del sector energía (*power*) de Estados Unidos se ha obtenido de los datos publicados por Damodaran¹⁸, dado que el mercado de valores es profundo. El beta obtenido es de 0,35, que al reapalancar con la fórmula de Hamada se obtiene 0,45.

➤ Elección del beta

Para la valorización de Enel Distribución, se ha elegido el beta de empresas comparables de países latinoamericanos¹⁹ que reflejan la volatilidad de las acciones del sector en éstos mercados, los cuales tienen mayor liquidez y tamaño que el peruano. La comparación de los betas se muestra en el siguiente gráfico:



Fuente: Damodaran, Bloomberg.
Elaboración propia (2019)

c) Costo de la Deuda (k_d):

Se calcula a partir de la deuda financiera (bonos) a valor de mercado. Para las deudas bancarias se toma la TAMN reportada por la SBS al 28.12.2018, y para los leasing se toma el valor contable, con lo que el costo de la deuda es de 5,711%; por otro lado comparado con el costo implícito de la deuda al 2018 es de 5,8% (gastos financieros/deuda promedio = 87.188 /1.500.499), es decir son valores similares, como se observa en la siguiente tabla:

¹⁸ Datos obtenidos de http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/totalbeta.html

¹⁹ Alternativa práctica según el CFA Institute

Deuda	Valor Contable		Fecha Vencimiento	Mercado		Duración	Valor de Mercado	Tasa Mercado
	Miles S/	Tasa		Tasa	Precio			
Bonos								
Quinta emisión - Serie A	30.000	7,44%	Ago-20	4,66%	104.143	1.519	31.243	4,66%
Cuarta emisión - Serie A	20.000	7,03%	Ene-19	2,85%	100.082	0.039	20.016	2,85%
Novena emisión - Serie A	40.000	6,28%	Abr-22	5,51%	102.253	3.027	40.901	5,51%
Décimo primera emisión - Serie A	50.000	6,06%	May-32	6,92%	92.365	9.229	46.183	6,92%
Décimo tercera emisión - Serie A	50.000	5,56%	Ago-22	6,02%	98.474	3.330	49.237	6,02%
Décimo quinta emisión - Serie A	40.000	5,00%	Nov-25	6,89%	93.735	5.772	37.494	6,89%
Décimo segunda emisión - Serie A	50.000	5,13%	Ene-33	6,93%	84.015	9.676	42.008	6,93%
Primera emisión - Serie A	50.000	6,75%	Ago-20	4,74%	103.079	1.574	51.540	4,74%
Quinta emisión - Serie A	35.500	7,28%	Ago-38	6,77%	105.566	10.881	37.476	6,77%
Primera emisión - Serie B	50.000	6,50%	Nov-20	5,19%	102.292	1.824	51.146	5,19%
Octava emisión - Serie A	60.000	7,38%	Nov-38	6,76%	106.762	11.100	64.057	6,76%
Novena emisión - Serie A	100.000	6,78%	Abr-21	4,89%	103.973	2.154	103.973	4,89%
Décima emisión - Serie A	60.000	6,34%	Jun-23	5,94%	101.544	3.993	60.926	5,94%
Décimo primera emisión - Serie A	100.000	5,84%	Jun-19	3,98%	100.811	0.453	100.811	3,98%
Segunda emisión - Serie A	80.000	6,34%	Set-24	6,18%	100.771	4.873	80.617	6,18%
Décimo séptima - Serie A	70.000	6,13%	Jul-19	3,51%	101.335	0.532	70.935	3,51%
Décimo novena - Serie A	70.000	8,13%	Mar-29	7,06%	107.79	7.207	75.453	7,06%
Vigésima - Serie A	100.000	6,09%	Jul-23	6,02%	100.231	3.955	100.231	6,02%
Vigésima primera - Serie A	72.405	6,00%	Oct-24	5,92%	100.359	4.982	72.665	5,92%
Primera emisión - Serie A	100.000	5,72%	Nov-25	6,48%	91.938	5.875	91.938	6,48%
Segunda emisión - Serie A	100.000	5,38%	Mar-26	6,81%	91.998	6.012	91.998	6,81%
Préstamos Bancarios								
BCP	75.000	4,16%				3.000	97.356	
Leasing								
Leasing Interbank	41.502	5,77%				3.000	41.502	
Leasing BBVA	36.789	5,03%				4.000	36.789	
Totales							S/ 1.496.493	5,711%

Anexo 17. Principales prácticas en el mercado empresarial/financiero: Valoración y CAPM

De acuerdo con las encuestas realizadas a *practitioners* y profesionales financieros, tanto en Perú como alrededor del mundo, hemos resumido las principales prácticas en valoración de empresas:

1. Enfoque de valoración más usado

De acuerdo a la siguiente Tabla, en el Perú, el 90% de los encuestados indican que utilizan la metodología del FCFF (enfoque de ingresos), mientras que el 56% utiliza la metodología de múltiplos (enfoque de mercado), similar tendencia se observa en países como Suiza, Austria y Alemania.

Auditora	EY	KPMG	KPMG
Año	2017	2017	2017
País	Perú	Australia	Suiza, Austria, Alemania
# participantes	44	45	135
Enfoque de ingresos (FCFF, FCFE, DDM, APV)	90%	72%	71%
Enfoque de mercado (múltiplos)	56%	92%	15%

2. Periodo proyectado del flujo de caja más usado

En cuanto al periodo proyectado, el Perú tiene una tendencia marcada hacia el uso de un periodo de proyección de cinco años, siguiendo la misma tendencia de otros países, conforme se observa en la siguiente Tabla:

Auditora	EY	KPMG	KPMG
Año	2017	2017	2017
País	Perú	Australia	Suiza, Austria, Alemania
# participantes	44	45	135
Periodo Flujo de Caja 1 - 3 años	10%	13%	42%
Periodo Flujo de Caja 4 -5 años	75%	55%	46%
Periodo Flujo de Caja 6 - 10 años	15%	16%	20%

Fuente: EY, KPMG

Elaboración propia (2019)

3. Tasa de descuento

La tasa de descuento más utilizada en el Perú es obtenida a través de CAPM; sin embargo, en la India la práctica más común es el uso del *hurdle rate*.

Auditora	EY	EY
Año	2017	2017
País	Perú	India
# participantes	44	135
Tasa de descuento: CAPM	74%	27%
Tasa de descuento: Hurdle rate	24%	43%

Fuente: EY

Elaboración propia (2019)

4. Risk Free (Rf) – datos

El uso más frecuente se concentra en el promedio de datos mayor a un año y el spot del último día disponible.

Auditora	EY
Año	2017
País	Perú
# participantes	44
Risk Free: promedio mayor a 1 año	39%
Risk Free: spot último día disponible	36%
Risk Free: promedio último año	18%
Risk Free: promedio último mes	7%

Fuente: EY

Elaboración propia (2019)

5. Risk Free (Rf) periodo del instrumento

El plazo del bono del tesoro usado más frecuente es el de diez años en la mayoría de las encuestas revisadas; sin embargo, en Alemania y Austria la práctica usual muestra un comportamiento opuesto siendo el bono más usado el de treinta años.

Auditora	EY	KPMG	KPMG	KPMG
Año	2017	2017	2017	2017
País	Perú	Australia	Alemania y Austria	Suiza
# participantes	44	45	205	205
Risk Free plazo: 10 años	61%	85%	19%	64%
Risk Free plazo: 20 años	18%	n.a	26%	23%
Risk Free plazo: 30 años	18%	n.a	56%	13%

Fuente: EY, KPMG

Elaboración propia (2019)

6. Beta - Apalancamiento

En países como Australia, la metodología más usada para el desapalancamiento y reapalancamiento del beta es la de Hamada, seguida por la fórmula de Harris Pringle..

Auditora	KPMG
Año	2017
País	Australia
# participantes	45
Beta: Hamada	60%
Beta: Harris Pringle	40%

Fuente: KPMG

Elaboración propia (2019)

7. Beta - Datos

La data que más se utiliza para hacer el cálculo del beta es de cinco años mensual, seguida por una base de dos años semanal.

Auditora	KPMG
Año	2017
País	Australia
# participantes	45
Beta data: 5 años mensual	54%
Beta data: 2 años semanal	30%

Fuente: KPMG

Elaboración propia (2019)

8. Beta – País de origen de datos

El beta más utilizado es el de mercados desarrollados (USA & Europa), seguido por el de mercados emergentes

Auditora	EY
Año	2017
País	Perú
# participantes	44
Mercados desarrollados USA & Europa	61%
Mercados emergentes	21%
Mercado Perú	18%

Fuente: EY

Elaboración propia (2019)

Anexo 18. Tasa de crecimiento a perpetuidad “g”

a) Modelo de Flujo de Caja Libre

El flujo de caja libre (FCFF, por sus siglas en inglés), es el flujo de caja disponible para cubrir deuda o pagar dividendos luego de haber cancelado todos los gastos operativos (incluidos impuestos), así como de haber realizado las inversiones necesarias en capital de trabajo y activos fijos.

De acuerdo al CFA (2015), la ventaja del FCFF sobre otros conceptos de flujos de caja está en que este puede ser usado directamente en el modelo de Descuento de Flujos de Caja (DCF) para valorizar una empresa, a diferencia del EBIT o EBITDA que no tienen esta propiedad, ya que contabilizan doble u omiten flujos de caja de alguna manera.

Utilizar el FCFF para valorizar una empresa es más retador que utilizar el modelo de dividendos descontados porque al proyectar los flujos de caja el analista debe integrar el flujo de caja operativa así como el flujo de caja de inversión y financiamiento.

Para el CFA (2015), la expresión general del modelo de valorización del FCFF es similar al modelo de dividendos descontados (DDM), en el cual el valor de una acción es igual al valor presente de la proyección de dividendos descontados a una tasa de descuento requerida, asumiendo que los dividendos crecen a una tasa constante o estable (modelo de Gordon). La suposición que los flujos de caja crecen a una tasa de crecimiento constante, g , nos lleva al modelo de valorización del FCFF de crecimiento estable.

Sin embargo, de acuerdo al libro antes citado, a diferencia del DDM en el cual la tasa de crecimiento es consistente con la tasa de crecimiento de los dividendos, en los modelos de flujo de caja la “tasa de crecimiento” puede referirse a diferentes variables, por ejemplo, la tasa de crecimiento de los ingresos (utilidad neta o utilidad operativa), o la tasa de crecimiento de las ventas.

Para la valoración de Enel se ha utilizado la siguiente ecuación:

$$FIRM\ VALUE = \sum_{t=1}^n \frac{FCFF_t}{(1+WACC)^t} + \frac{FCFF_{n+1}}{WACC-g} \quad (1)$$

La primera parte de la Ecuación 1 corresponde a la proyección del flujo de caja libre, los cuáles son descontados a la tasa WACC (dado que El FCFF es el flujo de caja libre para los inversionistas –deuda y accionistas–). Para la valorización de Enel Distribución, la proyección de los flujos de caja ha sido realizada en detalle durante un horizonte de tiempo de diez años.

La segunda parte de la Ecuación 1 estima el valor de la empresa para un periodo de tiempo infinito, conocido como Valor Terminal (o Terminal Value –TV–), dicho valor es obtenido usando el modelo de crecimiento constante del FCFF, es decir, el $TV_n = FCFF_{n+1} / (WACC - g)$. De acuerdo al CFA, el TV es crítico porque representa una parte sustancial del valor total de la empresa.

Para Velez Pareja y Tham (2019): «dependiendo del periodo de proyección, el valor terminal puede ser una fracción muy alta del valor total de la firma. Hay casos en que puede pasar el 75%» (Página 2).

Es claro que el valor terminal de una empresa resulta importante puesto que el valor creado por una empresa va más allá del horizonte de los flujos proyectados, cinco o diez años; por ello, la pregunta que surge es cuán grande debe ser el g .

Damodaran (2002) señala que de todas las variables del modelo DCF ninguna afecta tanto el valor como la tasa de crecimiento estable, g ; un pequeño cambio en la tasa de crecimiento puede afectar significativamente el valor terminal y el efecto aumenta a medida que la tasa de crecimiento se acerca a la tasa de descuento utilizada en la estimación. Para el citado autor, debido a que ninguna empresa puede crecer para siempre a una tasa más alta que la tasa de crecimiento de la economía en la que opera, la tasa de crecimiento constante no puede ser mayor que la tasa de crecimiento global de la economía. Esto es, por tanto, lo más consistente de asumir, ya que además garantiza que la tasa de crecimiento g será menor que la tasa de descuento.

Dadas estas restricciones, Rojo (2012) cuestiona cuán grande puede ser g . De acuerdo a dicho autor, los *practitioners* e investigadores asumen que una tasa de crecimiento es igual a la tasa de crecimiento en el PBI, g_{PBI} , aunque se podrían adoptar diferentes perspectivas.

En esta misma línea, Velez – Pareja et al. (2012) señala que el g debe reflejar el estado estable y que permanecerá constante durante todo el resto de la vida de la firma. Para dichos autores, se debe tener cuidado con esta estimación ya que:

«En ningún caso deberá ser mayor que el crecimiento a precios corrientes de la economía. Si g fuera mayor que ese crecimiento se tendría el absurdo de tener en algún periodo una empresa más grande que la economía misma. De igual forma, g no puede ser ni igual, ni mayor que el costo promedio ponderado de capital» (p.9).

b) Usos y costumbres (practitioners y empresas consultoras)

A continuación, se expondrán los usos y costumbres de los *practitioners* respecto de la tasa de crecimiento constante para obtener el valor terminal en el modelo de FCFF.

De acuerdo a un estudio realizado por Mukhlynina y Nyborg (2016), una de las opciones más populares (78% de los encuestados) para hallar el valor terminal es el modelo de Gordon. En dicho modelo, los profesionales utilizan una tasa de crecimiento constante del 2%, la tasa de inflación o la tasa de crecimiento del PBI. Aunque dentro de este grupo existen algunas variaciones, por ejemplo los profesionales de Private Equity prefieren la tasa de inflación, mientras que los orientados al CFA²⁰ prefieren la tasa de crecimiento del PBI.

En la misma línea, un estudio publicado por Business Valuation Methodology Survey (2017) señala que el modelo preferido por los encuestados para determinar el valor terminal es el Modelo de Gordon y que además el factor clave que más impacta en este modelo es la tasa de crecimiento constante que normalmente es cercana a la tasa de crecimiento del PBI de la región. Así, el estudio reflejó que ante la pregunta: ¿Cuándo se determina el Valor Terminal, cuál método es considerado?, el 72% de los encuestados indicó que utilizaban el Modelo de Gordon y el 28% restante utilizan Múltiplos de Salida. Asimismo, la encuesta mostró que más del 45% de los entrevistados preferían utilizar la tasa de crecimiento del PBI, mientras que el 22% prefería la tasa de inflación, entre otros.

A su vez, la encuesta denominada “The Stout Terminal Growth Rate Survey” (2015), revela que las tasas de crecimiento terminal que usan los *practitioners* oscilan entre el 1% y el 8% con una tasa de crecimiento constante promedio del 3%. El rango intercuartil de las tasas de crecimiento constante reveladas osciló entre 2,75% y 4,50%. La tasa de crecimiento terminal del percentil 90 fue de 6%. En comparación, las estimaciones del crecimiento a largo plazo de la economía de EE. UU. oscilan entre el 4% y 5%, y se espera que el PBI real crezca entre el 2% y el 3% y la inflación prevista oscile entre el 1,5% y el 2,5%.

²⁰ Chartered Financial Analyst. Es un título de Analista Financiero Certificado o CFA (por sus siglas en inglés), otorgada por el CFA Institute, una asociación de profesionales de la inversión, reconocida a nivel mundial.

El mencionado estudio también indica que, en el año 2013, la Asociación Europea de Valores y Mercados (“ESMA” por sus siglas en inglés de European Securities and Markets Association) publicó un reporte en el cual señala que más del 15% de los encuestados habían utilizado tasas de crecimiento constante superiores al 3% correspondiente a la tasa de crecimiento nominal esperada a largo plazo del PBI para la Eurozona. La ESMA describió tales suposiciones como «ambiciosas y optimistas [que] pueden llevar a una tasa de crecimiento a largo plazo sobreestimada». La AEVM señaló que la NIC 36 establecía que los emisores al estimar las tasas de crecimiento constante no debían exceder la tasa de crecimiento promedio a largo plazo para los productos, industrias o países en los que opera el emisor.

Por su parte, la prestigiosa empresa KPMG, en su artículo *For all it's worth KPMG Valuation Practices Survey* (2017), señala que más del 60% de los entrevistados indicó que para calcular el valor terminal en el modelo de flujo de caja descontado utilizan el Método de Gordon, seguido por el modelo de Múltiplos de Salida. Asimismo, ante la pregunta: Si utiliza el Método de Gordon, ¿cómo usualmente determina la tasa de crecimiento a perpetuidad? Se concluyó que casi el 50% de los encuestados respondió que utilizaba la tasa de inflación, seguido por el PBI.

En la siguiente tabla, se muestra, a nivel general, un resumen del uso de los *practitioners* en el Perú y alrededor del mundo respecto al valor terminal, el cual muestra que tanto en Perú como en Australia la metodología más usada es el modelo de Gordon; sin embargo, el uso del múltiplo de salida también es relevante; en la India el uso es casi similar para las dos metodologías:

Auditora	EY	KPMG	EY
Año	2017	2017	2017
País	Perú	Australia	India
# participantes	44	45	135
Perpetuidad: Modelo de Gordon	66%	65%	44%
Perpetuidad: Múltiplo de Salida	34%	35%	47%

Fuente: EY, KPMG

Elaboración propia (2019)

Por otro lado, respecto a la tasa de crecimiento a perpetuidad, *g*, los resultados de las encuestas muestran que las dos variables más utilizadas fueron el PBI proyectado a largo plazo y la tasa de inflación, resaltando el PBI en Perú y la tasa de inflación en Australia, Suiza, Austria y Alemania, conforme se detalla en la siguiente tabla:

Auditora	EY	KPMG	EY
Año	2017	2017	2017
País	Perú	Australia	Suiza, Austria, Alemania
# participantes	44	45	205
<i>g</i> perpetua: PBI de L/P	45%	10%	13%
<i>g</i> perpetua: Tasa de inflación	26%	45%	38%
<i>g</i> perpetua: crecimiento venta industria	n.a	n.a	22%
<i>g</i> perpetua: cero crecimiento	16%	n.a	n.a

Fuente: EY, KPMG

Elaboración propia (2019)

En cuanto a la práctica específica del sector electricidad, tenemos que empresas como Kallpa Securities – Sociedad Agente de Bolsa, en la valoración de Enel Distribución Perú S.A.A. (ENDISPC1) estiman un valor fundamental (VF) por acción proyectado a diciembre 2019 de S/6,22, 16,7% por encima del precio de mercado de S/5,33, al cierre del 4 de enero del 2019, dicha estimación la realizan con una tasa de crecimiento perpetuo, *g*, de 2,5%; la misma tasa que utilizan para la valoración de LDS. Asimismo, como referencia adicional, la mencionada empresa

utiliza una tasa de crecimiento perpetuo de 2,00% para la valoración de Refinería La Pampilla (sector Petróleo & Gas).

Si bien, dicho informe no hace referencia alguna a la forma de cálculo o criterio utilizado para obtener la tasa de crecimiento perpetuo, es claro que el 2,5% utilizado se asemeja más a la tasa de inflación proyectada para el país al término del año 2019, de acuerdo al Reporte de Inflación del BCR.

En el mismo sentido, Econsult Capital en el Proyecto Elqui – Informe Final Evaluador Independiente Enel Chile S.A. de fecha 3 de noviembre de 2017, en los principales supuestos para calcular el valor terminal de Enel Chile Distribución, señala expresamente: «Resultado operacional después de impuestos (NOPAT) crece en función de la tasa de inflación de Chile para el largo plazo».

A continuación, se muestra una tabla resumen con las valorizaciones de empresas consultoras las cuales utilizan un g similar a la inflación de cada país:

Empresas Consultoras	Empresa valorizada	País	Fecha de valorización	g de perpetuidad	Recomendación	Analista	Correo
Diviso Bolsa	Enel Generación Perú (ENGEPEC1)	Perú	Abr-19	2,0%	Comprar	Daniel Mérida	daniel.merida@diviso.pe
Kallpa Securities	Enel Distribución Perú S.A.A (ENDISPC1)	Perú	2019	2,5%	Mantener	Gonzalo Khalilieh	gkhalilieh@kallpasab.com
Kallpa Securities	Luz del Sur S.A.A (LUSURC1)	Perú	2019	2,5%	Mantener	Gonzalo Khalilieh	gkhalilieh@kallpasab.com
Kallpa Securities	Engie Energía Perú S.A. (ENGIEC1)	Perú	2019	2,0%	Comprar	Gonzalo Khalilieh	gkhalilieh@kallpasab.com
Kallpa Securities	Enel Generación Perú S.A.A. (ENGEPEC1)	Perú	2019	2,0%	Comprar	Gonzalo Khalilieh	gkhalilieh@kallpasab.com
Deloitte	Electro Dunas S.A.A	Perú	Nov-15	2,5%	-	Juan Santo Domingo	www.deloitte.com/pe
Inversiones Security	COLBÚN	Chile	Ene-14	3,0%	Neutral	Ignacio Gálvez R.	igalvez@security.cl
Econsult Capital	Proyecto Elqui	Chile	Nov-17	2,3%	-	Gonzalo Ismael	www.econsult.cl

Fuente: Diviso Bolsa, Kallpa Securities, Deloitte, Inversiones Security, Econsult Capital
Elaboración propia (2019).

En concordancia con la práctica de las empresas consultoras citadas anteriormente respecto del sector electricidad, para la valoración de Enel Distribución, se ha utilizado un g de 2,5% que corresponde a la tasa de inflación de Perú

Anexo 19. Valorización por múltiplos

De acuerdo al CFA Institute (2015), «el método de comparables se refiere a la valoración de un activo basada en múltiplos de activos comparables (similares). La idea detrás de los múltiplos es que el precio de una acción no puede evaluarse de forma aislada. Más bien, debe evaluarse en relación con lo que compra en términos de ganancias, activos netos o alguna otra medida de valor» (p. 363).

Por su parte, Blanco (2009) señala que el método de múltiplos es un Método de Valoración Relativo (MVR), mediante el cual se estima el valor de un activo basándose en cómo valora el mercado activo de similar naturaleza. Dicho autor destaca que en los últimos años el método de valoración por múltiplos se ha consolidado como el «método de valoración de empresas más utilizado en la práctica, puesto que necesitan del establecimiento de bastantes menos hipótesis que el DCFM tradicional, y porque es más probable que las estimaciones obtenidas por estos métodos, reflejen la tendencia actual del mercado, ya que el objetivo perseguido es la obtención de una medida relativa del activo valorado, y no la obtención del valor intrínseco del mismo» (p.127).

En el *paper* “Introducción a la valoración de empresas por el método de los múltiplos de compañías comparables”, Badenes & Santos (1999) señalan que «el método de los múltiplos de cotización consiste en valorar una empresa con objeto de hallar su valor de mercado por analogía con el valor de mercado de otras compañías comparables» (p. 2).

El autor antes mencionado, también hace referencia a los múltiplos de transacción, los cuáles «tienen como objetivo estimar el precio que un comprador potencial estaría dispuesto a pagar por una empresa a partir del precio pagado por otras compañías comparables» (p.10).

De acuerdo a este marco teórico, se ha realizado el ejercicio de empresas y transacciones comparables con la finalidad de contrastar el resultado obtenido en la valorización a través del DCF. Para ello, en primer lugar, se han analizado los múltiplos de las empresas comparables (según el análisis del Anexo 10), conforme se detalla en la siguiente tabla:

Empresa	País	P/E (veces)	EV/EBITDA (veces)
CPFL Energia S.A.	Brasil	19,09	9,51
Light S.A.	Brasil	26,26	6,35
Energías Do Brasil S.A.	Brasil	8,41	5,23
Enel Distribución Chile	Chile	13,00	9,18
Mediana		16,05	7,76

Elaboración: Propia, 2019

Con los múltiplos de las empresas comparables se ha realizado la valorización de Enel Distribución, conforme se muestra en la tabla a continuación:

Valorización por Múltiplos - Enel Distribución	P/E	EV/EBITDA
EBITDA		747.429
Utilidad Neta	343.820	
Mediana múltiplos	16,05	7,76
Enterprise Value (EV)	5.517.854	5.800.595
+ Caja	100.631	100.631
- Deudas	-1.496.494	-1.496.494
Valor Patrimonial (Eq. V)	4.121.991	4.404.732
Acciones (miles)	638.564	638.564
Valor por acción S/	6,46	6,90

Elaboración: Propia, 2019

El valor de la acción de Enel Distribución obtenido con los dos múltiplos citados es muy similar al S/6,85 obtenido con el DCF.

También se procedió a realizar un análisis del múltiplo EV/EBITDA para el caso de transacciones comparables de empresas del sector en Latinoamérica, conforme se muestra en la siguiente tabla:

Empresa compradora	Objetivo	País Empresa Objetivo	Fecha de anuncio	Tipo de pago	% Adquirido	EV (USD)	EBITDA (USD)	EV/EBITDA
Algar Telecom SA	Cemig Telecom Assets	BRAZIL	08/08/2018	Cash	100%	10.806	950	11,4x
American Tower Corp	Cemig Telecom Assets	BRAZIL	08/08/2018	Cash	100%	10.806	949.546	11,4x
Brennand Energia S/A	Lot H of Eletrobras Auction	BRAZIL	09/27/2018	Cash	100%	22.914	4.306	5,3x
Electricas de Medellin-Ingeniería y Servicios	Petroeléctrica de los llanos SA	COLOMBIA	10/26/2017	Cash	-	1.138	187	6,1x
Empresa de Energía del Pacífico SA ESP	Merilectrica SA y Cia	COLOMBIA	11/20/2018	Cash	100%	2.862	379	7,5x
Empresa de Energía del Pacífico SA ESP	SCA ESP San Andres Begonia and other power generation	COLOMBIA	11/20/2018	Cash	100%	2.862	379	7,5x
Energimp SA	Morgado	BRAZIL	12/21/2017	Cash	51%	10.806	950	11,4x
Equatorial Energia SA	Integracao Transmissora de Energia S/A	BRAZIL	04/13/2018	Cash	49%	22.914	4.306	5,3x
Generadora Metropolitana SpA	Sociedad Electrica	CHILE	12/21/2017	Cash	100%	5.812	1.106	5,3x
Itaú Unibanco Holding SA	Energisa Participacoes	BRAZIL	12/28/2018	Cash	12%	10.226	1.051	9,7x
Kinross Gold Corp	Minoritarias SA Two hydroelectric power plants	BRAZIL	02/14/2018	Cash	100%	10.242	1.633	6,3x
Luz y Fuerza de San Lorenzo SA de CV	Argos energy generation assets/Colombia	COLOMBIA	03/16/2018	Cash	100%	5.988	519	11,5x
Mediana								7,5x
Media								8,2x
Mínimo								5,3x
Máximo								11,5x

Fuente: Bloomberg

Elaboración Propia (2019)

Los resultados muestran que el múltiplo EV/EBITDA de las empresas comparables elegidas como *benchmark* de 7,76x es muy similar a la mediana de las transacciones comparables que se han realizado en Latinoamérica.

Anexo 20. Modelo de dividendos descontados

El modelo de dividendos descontados (DDM) es el más sencillo y antiguo modelo de aproximación de valor presente para valorizar una acción. De acuerdo al CFA (2015), en una encuesta realizada por el CFA Institute, 42% de las respuestas calificaron al DDM como “muy importante” o “moderadamente importante” para determinar el valor individual de una acción.

Para este modelo, el valor de una acción es la suma de 1) el valor presente de los dividendos esperados para n periodos y 2) el valor presente del precio esperado de la acción al término de n periodos. Resumiéndose en la siguiente ecuación:

$$V_0 = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{D_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

Sin embargo, proyectar el valor presente de dividendos esperados en un futuro indefinido es un desafío desalentador. Por ello, el CFA señala que, en la práctica, los analistas no pueden hacer una proyección detallada e individual de un número infinito de dividendos. Para usar el DDM, el problema de la proyección debe ser simplificado. El método más usado para ello es el modelo de crecimiento de Gordon.

El modelo de crecimiento de Gordon, desarrollado por Gordon y Shapiro (1956) y Gordon (1962), asume que los dividendos crecen indefinidamente a una tasa constante. De acuerdo al CFA, el patrón más simple que puede ser asumido al proyectar dividendos futuros es el crecimiento a una tasa constante. En términos matemáticos, la suposición es la siguiente: $D_t = D_{t-1} (1+g)^t$, en donde g es la tasa de crecimiento constante esperada para los dividendos y D_t es el dividendo esperado en el tiempo t .

Si reemplazamos $D_0(1+g)^t$ en la Ecuación 1 por D_t , tenemos el modelo de crecimiento de Gordon, que se puede resumir en la siguiente ecuación:

$$V_0 = \frac{D_0(1+g)}{r-g} \text{ ó } V_0 = \frac{D_1}{r-g} \quad (2)$$

Ambas ecuaciones son equivalentes porque $D_1 = D_0(1+g)$. En la Ecuación 2, se debe especificar que el retorno requerido del patrimonio debe ser mayor que la tasa de crecimiento esperada: $r > g$. Si $r = g$, los dividendos crecen a la misma tasa a la que son descontados, así que el valor de la acción es infinito. Si $r < g$, los dividendos crecerían a una tasa mayor a la de descuento, así que el valor de la acción sería infinito. En ambos casos, no tiene un sentido económico que existan valores infinitos.

Dado que este modelo está basado en un horizonte de tiempo indefinido, la tasa de retorno, así como la tasa de crecimiento, deben reflejar las expectativas económicas de largo plazo. Por ello, de acuerdo al CFA, el modelo de Gordon es apropiado para empresas que esperan que sus ganancias crezcan a una tasa comparable a o menor que la tasa de crecimiento nominal de la economía.

En el mismo sentido, Damodaran (2002) señala que el modelo de Gordon puede ser usado para valorar empresas en “estado estable” con una tasa de crecimiento de los dividendos que pueda ser sostenida de forma indeterminada. Así, para el citado autor, si bien el modelo es utilizado para la tasa de crecimiento esperada de los dividendos, los analistas pueden sustituir la tasa de crecimiento de las ganancias (utilidades) y obtener el mismo resultado, si es que la empresa está realmente en un estado de crecimiento estable. Además, para el citado autor se deben tener en cuenta dos consideraciones: i) debido a que se espera que la tasa de crecimiento de los dividendos sea a perpetuidad, entonces las otras variables de la valoración, por ejemplo, los ingresos, también

deben ser estimados con una tasa de crecimiento similar, de lo contrario, una tasa de crecimiento de los dividendos mayor que el crecimiento de los ingresos (en el ejemplo) llevaría a la incongruencia que con el paso del tiempo los dividendos excedan los ingresos; ii) si los ingresos crecen a una tasa más rápida que la de los dividendos en el largo plazo, el *payout ratio*²¹, en el largo plazo convergirá hacia cero, que tampoco es un estado estable.

Otra consideración que menciona el autor está relacionada a la cuestión de qué tasa de crecimiento puede ser considerada razonablemente como "estable". Si bien, para el autor la tasa de crecimiento estable debe ser menor o igual a la tasa de crecimiento de la economía donde opera la empresa, reconoce que no siempre los analistas están de acuerdo sobre cuál debería ser esta tasa.

Damodaran (2002) critica este modelo, ya que considera que la valoración es extremadamente sensible a la tasa de crecimiento estable. Una aproximación incorrecta de dicha tasa puede llevar a resultados equivocados o incluso absurdos ya que, si es que la tasa de crecimiento constante converge con la tasa de descuento, el valor llega al infinito; si la tasa de crecimiento excede el costo del capital, el valor de la acción se vuelve negativo.

Por tanto, para el citado autor, el modelo de Gordon debe ser utilizado para empresas que crezcan a una tasa comparable o más baja al crecimiento nominal de la economía donde se desempeñan y las cuáles, además, tengan una política de pago de dividendos bien establecida y que pretendan mantenerla en el futuro. Dicha política debe ser consistente con supuestos de estabilidad ya que las empresas estables generalmente pagan dividendos sustanciales²². Damodaran (2002) señala que «en particular, este modelo subestimaré el valor de las acciones en empresas que constantemente pagan menos de lo que pueden pagar y acumulan dinero en el proceso» (p.456).

²¹ Nombre dado al porcentaje de los beneficios –utilidades– que destina al pago de dividendos.

²² De acuerdo a Damodaran (2002), el payout ratio de grandes empresas estables de Estados Unidos es aproximadamente el 60%.g

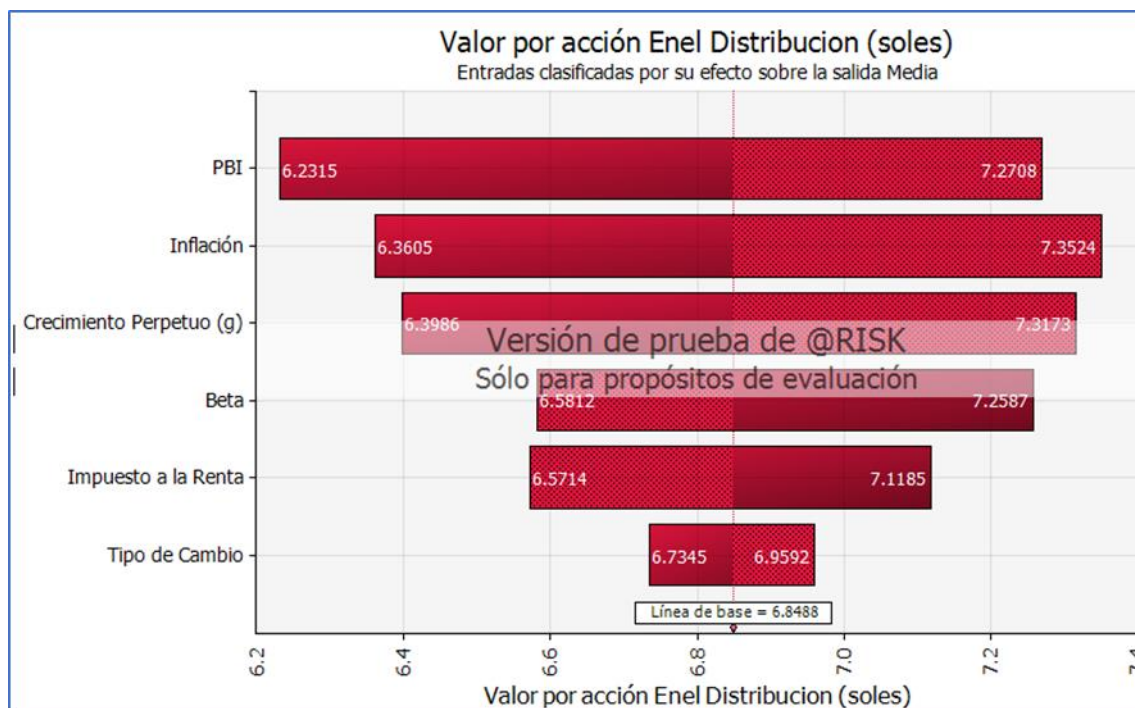
Anexo 21. Análisis de Montecarlo

Para el análisis de simulación de Montecarlo se realizaron 10.000 iteraciones, y se consideraron las siguientes variables y rangos de acuerdo con la siguiente tabla:

Variables	Rango		Supuesto
	Valor mínimo	Valor máximo	
Crecimiento Perpetuo (g)	2%	3%	Dado que el ratio de crecimiento “g” utilizado ha sido la inflación, para este caso tomamos el rango mínimo y máximo de la inflación proyectada por los especialistas, según información obtenida de Bloomberg.
Inflación	2%	3%	Mínimo y máximo de las proyecciones de especialistas, según información obtenida de Bloomberg.
Beta	0,393	0,494	Resultado de regresiones bajo diferentes rangos y frecuencia de data histórica.
Tasa de impuesto	30,80%	34,80%	Mínimo y máximo de acuerdo con la variación histórica en los últimos 5 años.
Tipo de Cambio	3,32	3,4	Mínimos y máximos de la encuesta de expectativas macroeconómicas publicadas por el BCRP.
PBI Real Proyectado	2,39%	4,04%	Mínimo y máximo proyectado por los especialistas, según información obtenida de Bloomberg.

Elaboración Propia (2019)

Se encontró que las variables más influyentes sobre el valor de la acción de inversión de Enel Distribución son el PBI, la inflación y el crecimiento perpetuo “g”, cuyo mínimo del valor por acción podría estar en S/6,23 y el máximo en S/7,35. Las variables menos influyentes son el beta, el impuesto a la renta y el tipo de cambio, según el Gráfico de Tornado que se muestra a continuación:



Elaboración Propia (2019)

Nota biográfica

Katherine Yesenia Castilla Tapia

Es Licenciada en Administración de Empresas de la Universidad San Ignacio de Loyola (2007-2012). Posee amplia experiencia en el área de control y planeamiento de costos en Kimberly Clark Perú. Actualmente labora en Alicorp como Jefe de Costos de Planta.

Saul Percy Cárdenas Olano

Es Contador Público de la Universidad Nacional del Centro del Perú (1997–2001), posee más de 17 años de experiencia laborando y dirigiendo áreas financieras, en diferentes rubros. Actualmente labora en COHIDRO como Jefe de Administración y Finanzas, gestionando proyectos de USD 500 millones, con reporte a la gerencia general y directorio.

Marcela Esther Reyes Arrese

Es Abogada Colegiada por la Universidad de Piura (1999–2004). Magíster en Administración de Empresas por la Universidad ESAN, actualmente labora en la empresa Delfin Amazon Cruises SAC como Gerente de Administración y Finanzas.